

Prisstyrd drift av storskalig elektrolys

En modellstudie av hur lagerstorlek och framförhållning påverkar
elkostnadsbesparingen vid vätgasproduktion



Jacob Bernhardtz

3 juni 2026

Abstract

This thesis investigates the economic and operational consequences of price-responsive operation of a large-scale alkaline electrolyzer producing hydrogen for fossil-free steel production. A time-resolved linear optimization model was implemented in Python, describing the interaction between a 740 MW electrolyzer (37 units of 20 MW), a hydrogen storage and a constant hydrogen demand. Three operating cases were compared: a reference case with constant operation, a main case with rolling optimization based on day-ahead prices, and a benchmark case with perfect foresight over the full year. The cases were evaluated for storage sizes from 0.5 to 5 days of demand, using historical hourly prices from price area SE1 in 2024.

The study showed that price-responsive operation reduces annual electricity costs by approximately 117–121 MSEK in the main case. Increasing the storage size only gives marginal additional savings, whereas the benchmark case shows considerably higher savings and a clearer dependence on storage size. This indicates that foresight, rather than storage volume, is the main factor limiting the value of flexible operation under day-ahead conditions. A break-even analysis shows that the strategy remains economically viable as long as the resulting stack lifetime reduction stays below approximately 47 %.

Förord

Detta arbete är skrivet som en kandidatuppsats vid avdelningen för Energiteknik vid Lunds Tekniska Högskola under våren 2026.

Jag vill rikta ett speciellt tack till min handledare Christoffer Ahrling, som varit ett stort stöd genom hela processen. Hans engagemang, tillgänglighet och konstruktiva återkoppling har betytt mycket för det här arbetet. Jag vill också tacka Stegra för att ha bidragit med teknisk information som varit central för flera av studiens antaganden.

Innehåll

Abstract	I
Förord	II
Innehåll	IV
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	3
1.2.1 Frågeställningar	3
1.3 Avgränsningar	4
2 Teori	5
2.1 Stålproduktion: fossilbaserad och vätgasbaserad	5
2.1.1 Elbehov och planerade satsningar	7
2.2 Elsystemets omställning	7
2.3 Alkalisk elektrolys	9
2.3.1 Teknisk uppbyggnad	9
2.3.2 Drifttegenskaper och flexibilitet	11
2.4 Kostnader till följd av driftväxlingar	13
2.5 Vätgaslager	14
2.5.1 Behov av vätgaslager vid flexibel drift	14
2.5.2 Lagerkostnad och lagringsstorlek	15
3 Metod	17
3.1 Modellerings och optimering av vätgasproduktion	17
3.1.1 Modellstruktur och antaganden	17
3.1.2 Målfunktion och restriktioner	19
3.1.3 Lösningssupplägg och scenarier	19
4 Resultat	21
4.1 Elkostnadsbesparing som funktion av lagerstorlek	21
4.2 Rörelseresultat vid antagen livslängdsförkortning	23
4.3 Återbetalningstid vid antagen livslängdsförkortning	25
4.4 Lagernivå över tid	26
4.4.1 Lagernivå under årets första och sista fem dagar	26
4.4.2 Lagernivå över hela året	27
4.5 Känslighetsanalys av terminalvärdesparametern β	28
5 Diskussion	30

5.1	Värdet av lagringskapacitet	30
5.2	Betydelsen av terminalvärdet	30
5.3	Ekonomisk bärkraft	31
5.4	Modellbegränsningar och osäkerheter	32
5.5	Framtida arbete och bidrag	32
Litteratur		33

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Klimatförändringarna har lett till att många länder satt upp ambitiösa mål för att minska sina utsläpp av växthusgaser. I Sverige finns ett klimatpolitiskt ramverk med målet att nå nettonollutsläpp senast år 2045 (Naturvårdsverket, 2026b) och EU har som mål att vara klimatneutralt år 2050 (Naturvårdsverket, 2026a). För att detta ska vara möjligt krävs omfattande förändringar inom flera sektorer, men industrin pekas ofta ut som särskilt viktig. Industrisektorn står för en betydande del av Sveriges territoriella utsläpp, där järn- och stålindustrin är en av de största utsläppskällorna. Enligt Naturvårdsverket stod stålindustrin för omkring 13 % av Sveriges totala växthusgasutsläpp år 2022 (Naturvårdsverket, 2026c), och globalt är siffran 7–9 % (Kim m. fl., 2022).

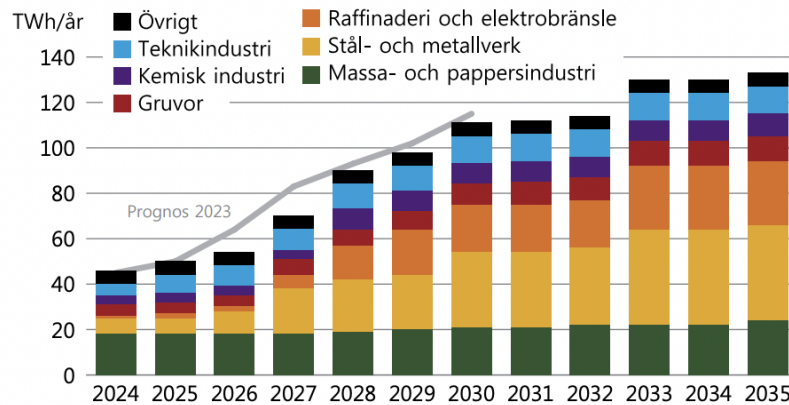
Den höga klimatpåverkan beror i detta fall främst på den traditionella produktionsprocessen. Vid malmbaserad stålproduktion reduceras järnmalm med hjälp av kol, vilket leder till stora koldioxidutsläpp, där just reduktionsprocessen står för 85 % (Jernkontoret, 2020, s. 8). Samtidigt är stål ett av världens mest använda konstruktionsmaterial och utgör en central komponent i byggnader, infrastruktur, fordon och maskiner. Globalt produceras årligen mer än 1,8 miljarder ton stål, vilket gör det till ett av de mest producerade industrimaterialen i världen (Jernkontoret, 2026).

Mot den här bakgrunden har flera satsningar på fossilfri stålproduktion initierats runt om i världen. Två av de mest framträdande svenska projekten är HYBRIT och Stegra, som båda bygger på reduktion av järnmalm med vätgas istället för kol. HYBRIT (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology) är ett samarbete mellan LKAB, SSAB och Vattenfall. Målet är att utveckla en fossilfri värdekedja för järn- och stålproduktion där kol ersätts av vätgas i reduktionsprocessen (HYBRIT Development, u. å.). Parallellt driver företaget Stegra, tidigare H2 Green Steel, en egen satsning på fossilfri stålproduktion i Boden. Stegra är ett privat företag med ambitionen att producera stål med kraftigt reducerade koldioxidutsläpp. Detta ska ske genom att vätgasproduktion via elektrolys, mer specifikt alkalisk vattenelektrolys, integreras direkt i anläggningen (Stegra, 2025).

När vätgas används som reduktionsmedel bildas vattenånga istället för koldioxid, vilket kan minska utsläppen vid stålproduktion med upp till 95 % (Renewable Hydrogen Coalition, 2023). Vätgasen produceras genom elektrolys, där vatten spjälkas till väte och syre med hjälp av elektricitet. Elektrolys är en elintensiv process, och verkningsgraden ligger typiskt i storleksordningen 60–90 %, beroende på teknik (Vätgasbloggen, 2023).

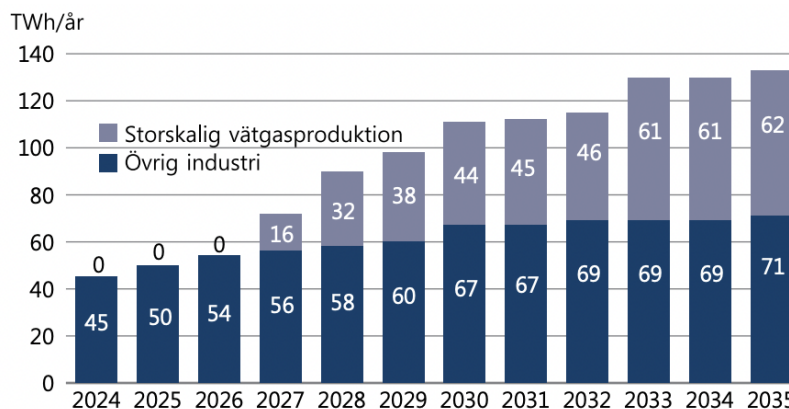
Övergången till vätgasbaserad stålproduktion innebär därför ett kraftigt ökat elbehov. Enligt en rapport från SKGS väntas elbehovet i stål- och metallindustrin öka från dagens 7 TWh till 42 TWh år 2035 (SKGS, 2024, s. 4). Industrins ökade elbehov fram till 2035 illustreras i Figur 1.1.

Parallellt genomgår det svenska elsystemet en omställning mot en större andel förnybar elproduktion, framför allt i form av vind- och solkraft. Dessa kraftslag är variabla eftersom de producerar el beroende på väderförhållanden, vilket innebär att både elproduktion och elpriser varierar över tid (Energiforsk, 2025). Dessutom behöver den el som används för att driva elektrolysen vara förnybar för att vätgasen, och därmed stålet, ska kunna klassas som grönt (Stegra, 2025).



Figur 1.1: Industrins ökade elbehov fram till 2035. Källa: (SKGS, 2024, s. 6).

I detta sammanhang framträder storskalig vätgasproduktion som en central ny elanvändare i elsystemet. Enligt SKGS väntas en stor del av industrins ökade elbehov fram till 2035 komma från storskalig vätgasproduktion, som i prognosen uppgår till 62 TWh per år år 2035 (SKGS, 2024, s. 8), se Figur 1.2. Det innebär att elektrolysanläggningar inte bara utgör en del av den vätgasbaserade stålproduktionen, utan också kan bli mycket stora och potentiellt flexibla laster i elsystemet. Hur dessa anläggningar drivs får således avgörande betydelse för den totala elkostnaden och för anläggningens ekonomiska förutsättningar.



Figur 1.2: Industrins prognostiserade elbehov fram till 2035, uppdelat på övrig industri och storskalig vätgasproduktion. Källa: (SKGS, 2024, s. 8).

Mot den här bakgrunden fokuserar denna uppsats på hur driften av en storskalig elektrolysanläggning kan anpassas efter timvisa variationer i elpris. Studien utgår från en elektrolysör med ett konstant vätgasbehov och undersöker hur produktionen kan flyttas i tid med hjälp av ett vätgaslager. Genom att jämföra konstant drift med prisstyrd drift analyseras

hur stor elkostnadsbesparing som kan uppnås, hur denna påverkas av lagringskapacitet och om besparingen är tillräcklig för att motivera de merkostnader som flexibiliteten medför. Uppsatsen kopplar därmed elsystemets ökade behov av flexibel elanvändning till den företagsekonomiska frågan om hur en elektrolysanläggning bör köras när elpriset varierar över tid.

Den fortsatta framställningen är upplagd enligt följande: Teoriavsnittet motiverar de antaganden och förenklingar som ligger till grund för modellen, medan metodavsnittet presenterar modellens fullständiga formulering och optimeringens genomförande. I resultatavsnittet redovisas modellens utfall för de olika driftfallen. Resultaten tolkas därefter i diskussionsavsnittet, där även studiens begränsningar och bidrag behandlas.

1.2 Syfte

Syftet med denna studie är att undersöka vilka ekonomiska och driftsmässiga konsekvenser prisstyrd drift kan få för en storskalig alkalisk elektrolysanläggning vid varierande elpriser. Studien fokuserar på hur flexibel elektrolyspanproduktion, i kombination med vätgaslager, kan användas för att flytta elförbrukning i tid och därigenom minska elkostnaden jämfört med konstant drift.

För att analysera detta används en tidsupplöst optimeringsmodell som beskriver samspillet mellan elektrolyspanproduktion, vätgaslager och ett konstant vätgasbehov. Modellen används för att jämföra tre driftfall: ett referensfall med konstant produktion, ett fall där driften optimeras dygnsvis utifrån tillgängliga day-ahead-priser och ett benchmarkfall med perfekt framförhållning över hela året. De optimerade fallen analyseras för olika lagringskapaciteter för att undersöka hur stor betydelse vätgaslagrets storlek har för möjligheten att bedriva prisstyrd drift.

Studien syftar även till att bedöma om den elkostnadsbesparing som flexibel drift möjliggör är tillräcklig för att motivera de merkostnader som kan uppstå till följd av investeringar i vätgaslager och ökad degradering.

1.2.1 Frågeställningar

Frågeställningarna avser det modellerade industrifallet och bygger på de antaganden som görs i studien. Svaren ska därför främst ses som en analys av vilka ekonomiska och driftsmässiga konsekvenser prisstyrd drift kan få, snarare än som generella resultat för alla elektrolysanläggningar.

Studien avser att besvara följande frågeställningar:

1. Hur stor elkostnadsbesparing kan prisstyrd drift ge jämfört med konstant drift i det modellerade fallet?
2. Hur påverkar vätgaslagrets storlek möjligheten att minska elkostnaden genom prisstyrd drift?

3. Hur skiljer sig resultatet mellan dygnsvis optimering utifrån day-ahead-priser och ett benchmark-fall med perfekt framförhållning?
4. Är den beräknade elkostnadsbesparingen tillräcklig för att motivera uppskattade merkostnader för vätgaslager och ökad degradering?

1.3 Avgränsningar

Studien avgränsas till storskalig alkalisk elektrolys, vilket är den teknik som används i svenska satsningar på fossilfri stålproduktion. Alternativa tekniker som PEM och SOEC behandlas inte.

Vätgasbehovet modelleras som konstant över tiden. Variationer i efterfrågan från den efterföljande industriprocessen beaktas inte. Studien analyserar därmed inte samspelet mellan varierande vätgasbehov och elektrolysdrift, utan fokuserar på hur en given och kontinuerlig efterfrågan kan mötas till lägsta möjliga elkostnad.

Analysen baseras på historiska timvisa spotpriser från 2024 i elområde SE1. Valet av SE1 motiveras av att svenska satsningar på fossilfri stålproduktion, såsom HYBRIT och Stegra, är lokaliserade i norra Sverige, vilket gör området till en relevant referens för det modellerade industrifallet. Elpriset behandlas som exogent. Huvudfallet utgår från att elektrolysörens drift planeras dygnsvis utifrån kända day-ahead-priser för nästkommande 35 timmar.

Studien modellerar inte elsystemets fysiska begränsningar, såsom nätkapacitet, överföringsbegränsningar, effektagifter eller lokala flaskhalsar. Fokus ligger på företagsekonomisk kostnadsoptimering givet observerade elpriser, inte på att simulera hela elsystemets tekniska drift.

Elektrolysörens drift avgränsas till lastintervallet 60–100 % av nominell kapacitet, i linje med det driftintervall som enligt personlig kommunikation med Stegra bedömts vara relevant för verklig drift. Flexibilitet representeras som lastvariation inom kontinuerlig drift, snarare än som frekventa start- och stoppsekvenser. Verkningsgraden antas vara konstant inom detta intervall, vilket är en medveten förenkling som kommer att motiveras i teori-avsnittet.

Investerings- och driftkostnader för vätgaslager baseras på litteraturuppgifter för större bergrumslager och skalas linjärt till de lagringsnivåer som analyseras. Stordriftsfördelar och icke-linjära kostnadseffekter beaktas inte.

Degradering modelleras inte med någon detaljerad fysikalisk eller elektrokemisk modell. Istället behandlas degradering som en ekonomisk osäkerhetsfaktor. Analysen fokuserar därför på hur stor degraderingsrelaterad merkostnad flexibel drift kan bära innan den inte längre är ekonomiskt försvarbar. Kostnadsanalysen begränsas därmed till elkostnader samt översiktliga bedömningar av lagerkostnader och degraderingsrelaterade kostnader.

2 Teori

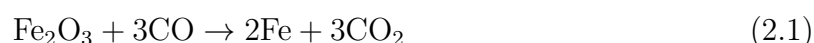
2.1 Stålproduktion: fossilbaserad och vätgasbaserad

Stål är en formbar legering bestående av järn och kol som har stor betydelse för samhällets infrastruktur. Legeringen innehåller minst 50 % järn och högst 2 % kol (Jernkontoret, 2020, s. 6). Genom att justera sammansättning och behandling kan stålets egenskaper anpassas efter olika behov. Exempel på egenskaper som kan påverkas är hållfasthet, svetsbarhet och motståndskraft mot korrosion.

Stål används främst inom bygg- och infrastrukturen, men förekommer även i fordon och andra transportmedel, mekanisk utrustning samt olika metallprodukter. I Sverige finns 13 anläggningar inom stålindustrin, och år 2019 uppgick produktionen till cirka 4,8 miljoner ton stål och järn (Jernkontoret, 2020, s. 7).

Idag produceras stål huvudsakligen genom två olika processvägar: malmbaserad och skrotbaserad stålproduktion. Den malmbaserade vägen bygger på reduktion av järnmalm i en masugn, medan den skrotbaserade vägen utgår från återvunnet stålskrot som smälts i en elektrisk ljusbågsugn (Jernkontoret, 2020, s. 6).

Vid malmbaserad stålproduktion tillsätts järnmalm tillsammans med koks eller kol i masugnen. Koksen fungerar både som energikälla och som reduktionsmedel. När kolet oxideras bildas kolmonoxid, som reagerar med järnoxider i malmen och reducerar dessa till metalliskt järn samtidigt som koldioxid bildas (Jernkontoret, 2020, s. 7). Den förenklade kemiska huvudreaktionen kan skrivas som



Det flytande råjärnet transporteras därefter till en syrgaskonverter, där syre blåses in för att minska kolhalten och därmed omvandla råjärnet till stål. Stålet kan därefter genomgå vidare metallurgisk efterbehandling innan det gjuts till färdiga produkter (Jernkontoret, 2020, s. 7).

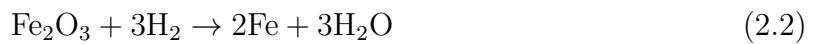
I den skrotbaserade metoden används istället befintligt stålskrot som råvara. Skrotet smälts i en elektrisk ljusbågsugn, där elektricitet används för att generera den temperatur som krävs för smältning. Då råvaran redan är metalliskt järn behövs ingen reduktion av malm, vilket innebär att processen ger betydligt lägre direkta processutsläpp jämfört med masugnsbaserad produktion (Jernkontoret, 2020, s. 7).

Eftersom reduktionssteget står för 85 % av utsläppen i den malmbaserade processen har alternativa metoder, där kol ersätts av andra reduktionsmedel såsom vätgas, fått ökat fokus under senare år (Fossilfritt Sverige, 2018).

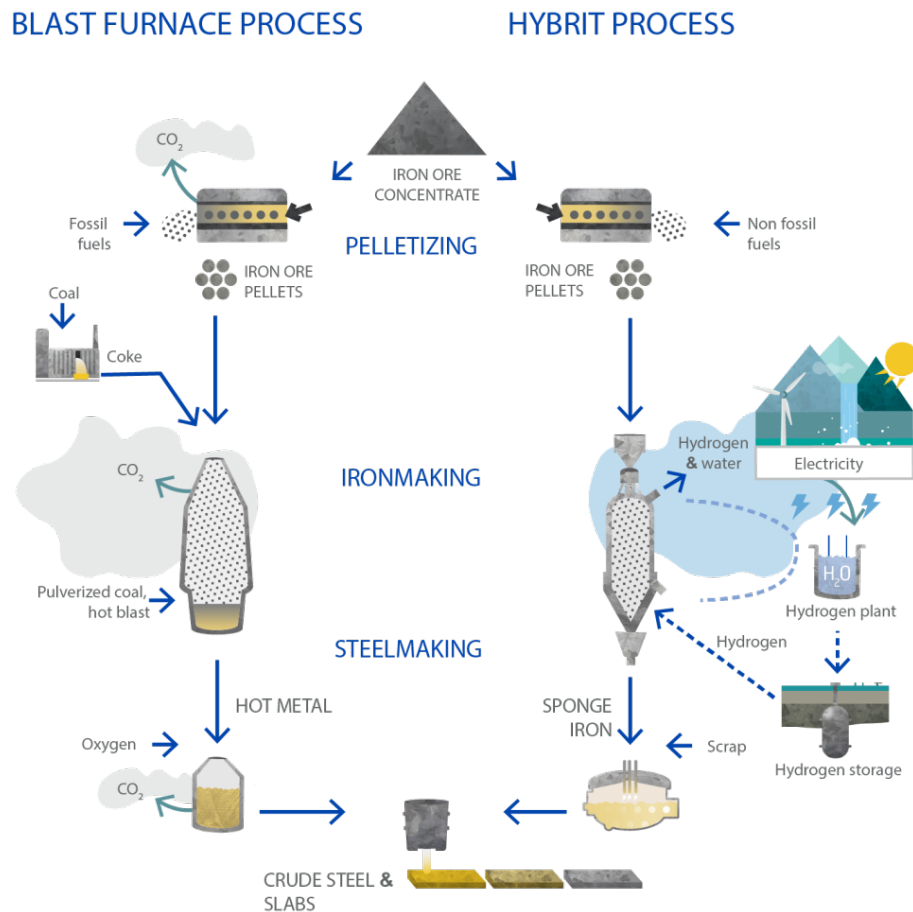
I fossilfri stålproduktion sker reduktionen av järnmalm med hjälp av vätgas istället för

kol. Denna metod bygger på så kallad direktreduktion (Direct Reduced Iron, DRI), där järnmalm reduceras till metalliskt järn utan användning av kolbaserade reduktionsmedel (HYBRIT Development, u. å.).

Vid direktreduktion reagerar vätgas med järnoxider i malmen och reducerar dessa till fast järn, ofta kallat järnsvamp (HYBRIT Development, u. å.). Den förenklade kemiska reaktionen kan skrivas som



Eftersom vätgas används som reduktionsmedel bildas vattenånga i stället för koldioxid som restprodukt (HYBRIT Development, u. å.). Processkedjan illustreras i Figur 2.1, där den konventionella masugnsbaserade processen jämförs med den vätgasbaserade process som utvecklas inom HYBRIT (HYBRIT Development, u. å.).



Figur 2.1: Jämförelse mellan konventionell och vätgasbaserad processkedja för stålproduktion inom HYBRIT. Källa: (HYBRIT Development, u. å.).

I HYBRIT-konceptet produceras vätgasen genom elektrolys av vatten med hjälp av elektricitet och kan därefter lagras i ett separat vätgaslager innan den används i reduktionsprocessen, vilket också illustreras i Figur 2.1. Den övergripande processkedjan för vätgasbaserad stålproduktion är likartad även hos andra aktörer. Stegra planerar exempelvis att använda direktreduktion med vätgas i kombination med ljusbågsugn, men utan ett separat vätgaslager i processen, enligt kontakt på Stegra.

2.1.1 Elbehov och planerade satsningar

Som tidigare nämnts innebär övergången till fossilfri stålproduktion att energianvändningen i stor utsträckning elektrifieras. Detta gäller både produktionen av vätgas genom elektrolys och flera efterföljande steg i stålprocessen. Omställningen medför därför ett avsevärt större elbehov jämfört med dagens produktionsmetoder.

Tillgängliga uppskattningar visar att elbehovet efter genomförd omställning kan uppgå till tiotals terawattimmar per år. HYBRIT anger exempelvis att LKAB:s och SSAB:s verksamheter tillsammans kan komma att kräva omkring 55 TWh el per år efter omställningen, medan LKAB på längre sikt bedömer att företagets eget elbehov kan uppgå till omkring 70 TWh per år (HYBRIT Development, 2021; LKAB, 2022).

Även Stegras planerade verksamhet i Boden är förknippad med ett mycket stort framtida elbehov. Enligt Tidningen Energi uppskattas elanvändningen vid full produktion år 2030 uppgå till omkring 12 TWh per år (Wickström, 2021).

2.2 Elsystemets omställning

Det svenska elsystemet genomgår för närvarande en omfattande omställning, driven av klimatmål, elektrifiering av industri och transporter samt en ökad utbyggnad av förnybar elproduktion. Denna utveckling innebär inte bara förändringar i produktionsmixen, utan också nya utmaningar för hur elsystemet balanseras över tid (Energiforsk, 2024, s. 5).

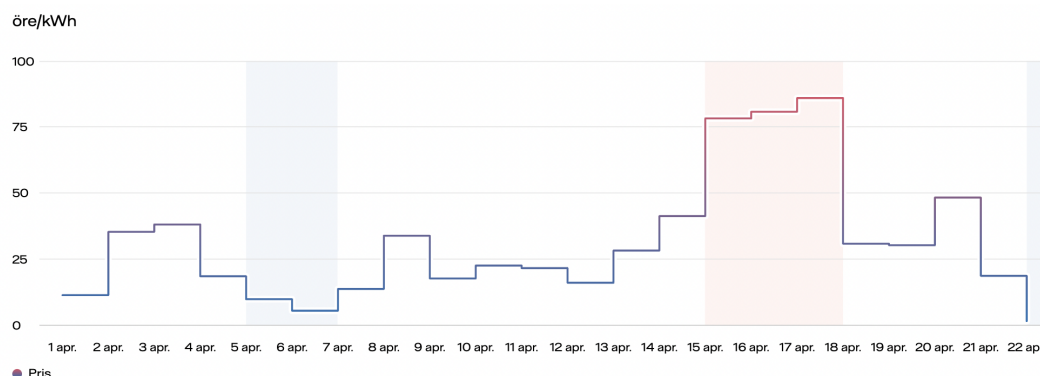
En grundläggande egenskap hos elsystemet är att produktion och konsumtion av elektricitet måste vara i balans vid varje given tidpunkt. Om produktionen avviker från konsumtionen uppstår frekvensförändringar i systemet, vilket i förlängningen kan leda till störningar eller i värsta fall elavbrott. Det krävs därför kontinuerlig balansering av systemet för att säkerställa en stabil drift (Energiforsk, 2024, s. 5–6).

Samtidigt ökar andelen förnybar elproduktion i Sverige, framför allt i form av vindkraft och solkraft. En stor del av den nya elproduktionskapacitet som planeras eller byggs ut i Sverige utgörs av dessa kraftslag (Energiforsk, 2024, s. 6). Om elanvändningen samtidigt ökar kraftigt till följd av elektrifiering av industri och transporter uppskattas omkring hälften av Sveriges elproduktion vara väderberoende år 2035 (Energiforsk, 2025).

En ökad andel vind- och solkraft innebär att elproduktionen i högre grad blir beroende av väderförhållanden. Vindkraftens produktion varierar med vindhastigheten, medan solkraftens produktion följer dygns- och säsongsvariationer i solinstrålning. Till skillnad från konventionella kraftslag kan dessa produktionskällor därför inte styras utifrån efterfrågan på samma sätt, vilket leder till större variationer i den totala elproduktionen över tid (Energiforsk, 2024, s. 23). Detta ställer ökade krav på flexibilitet i elsystemet, exempelvis genom reglerbar produktion, energilagring och flexibel elanvändning.

Den ökade andelen väderberoende elproduktion påverkar även prisvolatiliteten på elmarknaden. När produktionen från vind- och solkraft är hög tenderar elpriset att bli lägre, medan priserna i allmänhet stiger under perioder då produktionen är låg (Bergman m. fl., 2022, s. 41). Detta bidrar till större variationer i elpriset över tid och ökar betydelsen av

efterfrågeflexibilitet, eftersom elanvändning som kan flyttas i tid kan bidra till såväl lägre kostnader som ett mer balanserat elsystem (Energimyndigheten, 2024, s. 3, 16). Detta illustreras i Figur 2.2, där elpriset visas variera kraftigt mellan olika dygn i april 2026 i SE1.



Figur 2.2: Exempel på variation i elpris mellan olika dygn i april 2026 i elområde SE1. Källa: (Vattenfall, u. å.).

Denna utveckling är särskilt relevant för elintensiva industriprocesser såsom vätgasproduktion via elektrolys. Elbehovet för vätgasproduktion kan som sagt bli mycket stort, se Figur 1.2, vilket innebär att elektrolysanläggningar kan komma att utgöra betydande elförbrukare i framtidens elsystem (Svenska kraftnät, 2024, s. 22–23). För företag som producerar vätgas finns därför ett tydligt ekonomiskt incitament att öka produktionen under timmar med låga elpriser och minska den när priserna är höga. Samtidigt ligger en sådan anpassning också i elsystemets intresse. Flexibilitet i elförbrukningen är avgörande för ett fungerande kraftsystem i scenarier med hög elanvändning, och utan betydande flexibilitet i bland annat vätgasproduktion kan ett stort antal bristtimmar uppstå (Svenska kraftnät, 2024, s. 12). Svenska kraftnät bedömer dessutom att vätgasproduktion via elektrolys från 2030 och framåt utgör den största potentialen för att möta flexibilitetsbehovet på nationell nivå (Svenska kraftnät, 2023, s. 44). Elektrolysens driftstrategi är därmed inte bara en företagsekonomisk fråga, utan även en fråga om hur elanvändning kan anpassas för att bättre samspela med variationer i elproduktionen.

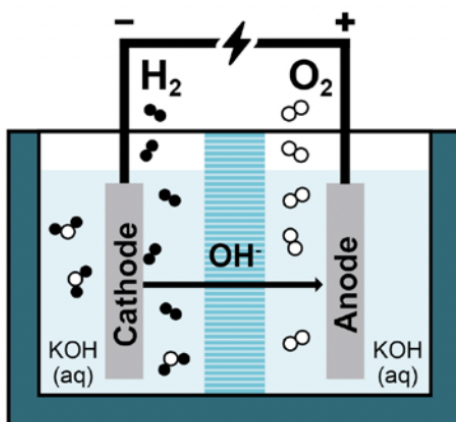
2.3 Alkalisk elektrolys

Alkalisk elektrolys är en av de mest etablerade teknikerna för storskalig produktion av vätgas. Tekniken är kommersiellt mogen och kännetecknas av relativt låga materialkostnader, lång teknisk livslängd samt etablerade tillverknings- och leveranskedjor (U.S. Department of Energy, 2024, s. 12). Som tidigare nämnts används storskalig alkalisk elektrolys även i svenska industrisatsningar, vilket understryker teknikens relevans i denna studie. Samtidigt har alkaliska elektrolysörer driftegenskaper som är särskilt viktiga att beakta, eftersom deras prestanda och livslängd påverkas av hur anläggningen körs över tid, exempelvis vid dellast, driftväxlingar och start/stopp (U.S. Department of Energy, 2024, s. 30, 33). För att kunna analysera kostnadsoptimerad drift krävs därför en förståelse både för hur tekniken är uppbyggd och för vilka praktiska begränsningar som finns vid flexibel drift.

2.3.1 Teknisk uppbyggnad

Alkalisk vattenelektrolys bygger på en elektrokemisk cell där två elektroder, en anod och en katod, är placerade i en flytande alkalisk elektrolyt och åtskilda av ett diafragma, även kallat separator. Flera seriekopplade celler bildar tillsammans en stack, som utgör den centrala elektrokemiska enheten i elektrolysören. En industriell elektrolysör består dock inte enbart av stacken, utan kompletteras även av omfattande kringutrustning såsom likriktare, vattenhantering, gasseparation och efterföljande gasbehandling (Environment Agency, 2024, s. 16–18).

Den alkaliska elektrolyten är vanligtvis en vattenlösning av kaliumhydroxid, KOH, som syns i Figur 2.3. Elektrolytens uppgift är att fungera som jonledande medium och därmed möjliggöra transport av hydroxidjoner mellan elektroderna. Att just KOH används beror på dess goda jonledningsförmåga, och i kommersiella system används koncentrerade alkaliska lösningar som en central del av cellkonstruktionen (U.S. Department of Energy, 2024, s. 30). Den grundläggande uppbyggnaden av en alkalisk elektrolyscell illustreras i Figur 2.3.



Figur 2.3: Schematisk uppbyggnad av en alkalisk elektrolyscell. Källa: (U.S. Department of Energy, 2024, s. 30).

När likström tillförs cellen sker gasbildningen vid varsin elektrod: väte bildas vid katoden och syre vid anoden. Vid katoden reduceras vatten till vätgas och hydroxidjoner, medan hydroxidjonerna vid anoden oxideras till syrgas och vatten (U.S. Department of Energy, 2024, s. 30). Som Figur 2.3 visar transporteras hydroxidjonerna genom elektrolyten och separatorn från katodsidan till anodsidan, medan gaserna hålls åtskilda. Reaktionerna kan skrivas som:

Katodreaktion:



Anodreaktion:



Totalreaktion:



Elektroderna i kommersiella alkaliska elektrolysörer är vanligtvis nickelbaserade material. Alkalisk elektrolys möjliggör användning av icke-ädla material, vilket bidrar till relativt låga materialkostnader jämfört med tekniker som kräver större inslag av ädelmetaller. Materialvalet är samtidigt nära kopplat till den alkaliska miljön, där elektroderna måste tåla både kemisk påverkan och långvarig drift under industriella förhållanden (U.S. Department of Energy, 2024, s. 11, 29–30). Den tekniska uppbyggnaden är därmed inte bara en fråga om funktion, utan också om kostnad, hållbarhet och lämplighet för storskalig användning.

Separatoren är en av de mest centrala komponenterna i den alkaliska elektrolysören, eftersom den både måste möjliggöra jontransport och begränsa blandning mellan väte och syre. Dess funktion är därför avgörande för såväl säkerhet och gaskvalitet som cellens elektriska resistans. Tunnare separatorer kan minska resistansen och förbättra prestandan, men också skapa problem kopplade till mekanisk stabilitet, särskilt vid drift under högre tryck (U.S. Department of Energy, 2024, s. 30). Separatorns egenskaper påverkar därmed inte bara cellens verkningsgrad, utan även vilka driftförhållanden som är praktiskt möjliga i större system.

Alkalisk elektrolys drivs typiskt vid förhöjda temperaturer och tryck, där driftförhållanden som temperatur, tryck och elektrolytens koncentration påverkar både jontransport och cellspänning. Typiska driftförhållanden för alkalisk elektrolys ligger omkring 50–80 °C och tryck upp till cirka 30 bar (Brauns och Turek, 2020, s. 2). Dessa parametrar påverkar krav på material, separator och cellutformning, vilket gör att den tekniska uppbyggnaden är nära kopplad till elektrolysörens praktiska driftegenskaper (U.S. Department of Energy, 2024, s. 30).

Stegra planerar att installera 37 elektrolysenheter om 20 MW vardera, där varje enhet innehåller cirka 300 celler, enligt personlig kommunikation med företaget. Dessa värden används senare i simuleringsmodellen, vilket skapar en tydlig koppling mellan elektrolysanläggningens tekniska uppbyggnad och de antaganden som ligger till grund för analysen. Den tekniska beskrivningen i detta avsnitt fungerar därmed inte enbart som bakgrund, utan också som utgångspunkt för modellens struktur och dimensionering.

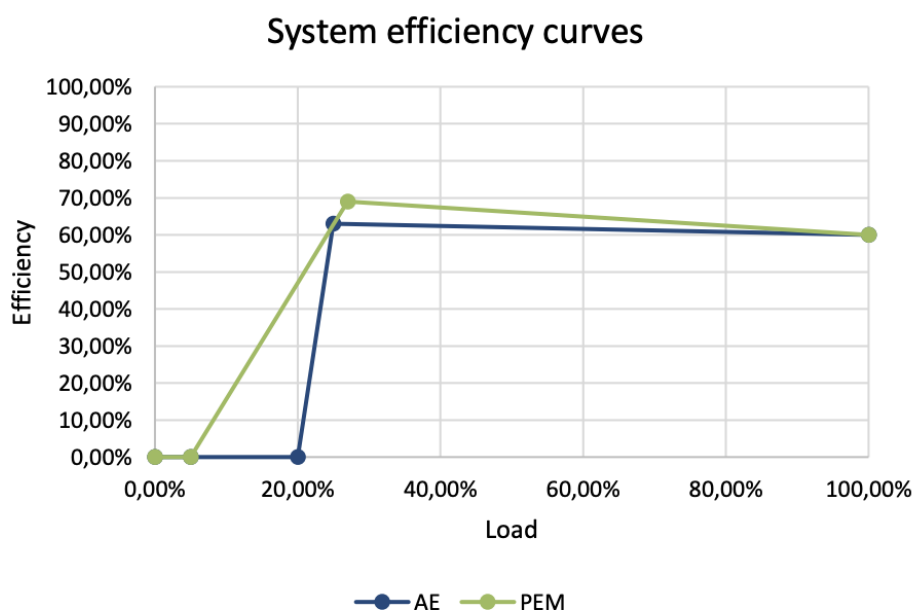
2.3.2 Driftegenskaper och flexibilitet

För denna studie är det inte tillräckligt att enbart beskriva den alkaliska elektrolysörens tekniska uppbyggnad. Eftersom syftet är att analysera kostnadsoptimerad drift vid varierande elpriser behöver även elektrolysörens driftegenskaper beaktas, särskilt hur snabbt lasten kan ändras, hur långt ned i last systemet kan köras och vilka begränsningar som uppstår vid dynamisk drift. Dessa egenskaper avgör i praktiken hur flexibel elektrolysanläggningen är och är därmed direkt relevanta för modellens utformning.

Alkaliska elektrolysörer kan typiskt drivas mellan cirka 15 och 100 % av nominell last, och i vissa fall ned mot omkring 10 %. Drift vid låg last begränsas dock av ökande gasföreningar och säkerhetsrisker snarare än enbart av produktionsteknisk kapacitet (Varela m. fl., 2020, s. 3). I modellen används dock intervallet 60–100 % eftersom detta, enligt personlig kommunikation med Stegra, bedömts vara det driftintervall som är realistiskt i praktiken.

Laständringar inom drift kan ske snabbt, medan start och stopp är betydligt trögare. Upp- och nedrampning sker inom några sekunder, och en rampgrad på omkring 20 % av nominell last per sekund används ofta som konventionellt antagande i modellering. Omstart av hela systemet tar däremot mellan 30 och 60 minuter, medan återstart från standby tar omkring 20 minuter (Varela m. fl., 2020, s. 3). Flexibilitet representeras därför i denna studie som upp- och nedrampning inom drift snarare än som frekventa start- och stoppsekvenser, eftersom driften ska kunna anpassas efter timvisa elpriser med hög volatilitet.

Verkningsgraden varierar med lasten. När lasten ökar stiger strömtätheten. I verklig drift medför detta högre förluster i cellen, vilket gör att den faktiska cellspänningen ökar. Eftersom elförbrukningen beror på både ström och spänning innebär detta att elbehovet per producerad mängd vätgas kan öka vid högre last (Brauns och Turek, 2020, s. 5–6). Sambandet mellan last och verkningsgrad är dock inte nödvändigtvis monotont över hela driftområdet. Detta illustreras i Figur 2.4, som visar en modellbaserad systemverkningsgradskurva från EMD Internationals dokumentation för energyPRO (EMD International A/S, 2025, s. 13). Den blå kurvan avser alkalisk elektrolys. I exemplet är den nominella systemverkningsgraden för alkalisk elektrolys 60 %, vilket innebär att figuren främst bör tolkas som en illustration av lastberoendet snarare än som ett generellt värde för alkalisk elektrolys. Om en annan nominell verkningsgrad används förändras kurvans nivå, men figuren visar fortfarande att verkningsgraden kan vara relativt stabil inom intervallet 60–100 %. Samtidigt blir drift vid lägre last mer känslig ur säkerhets- och gaskvalitetssynpunkt, eftersom gasöverkorsning får större betydelse när gasproduktionen minskar (Brauns och Turek, 2020, s. 8–9).



Figur 2.4: Systemverkningsgrad som funktion av last för alkalisk elektrolys och PEM-elektrolys. Den blå kurvan avser alkalisk elektrolys. Källa: (EMD International A/S, 2025, s. 13).

En KTH-studie av alkalisk vattenelektrolys visar att ett driftfall med varierande last mellan 66 och 100 % gav en genomsnittlig verkningsgrad över tio år på 75,1 %, jämfört med 74,3 % för konstant drift vid 100 % last (Kirsch, 2024, s. 39). Här ser vi alltså att den genomsnittliga verkningsgraden skiljer sig med mindre än en procentenhet mellan flexibel och konstant drift. I andra källor anges LHV-verkningsgraden för alkalisk elektrolys till omkring 60–70 % (HyTo-Life, 2026). LHV, lower heating value, avser vätgasens lägre värmevärde och används i europeisk konvention, medan HHV oftare används i USA (Energiomställning.se, 2022, s. 2).

KTH-studien är också en modellstudie, inte ett långtidstest av en verklig industriell elektrolysör (Kirsch, 2024, s. I). Författaren framhåller också att degraderingsmodellen är en av studiens största osäkerheter och att kunskapsläget kring degradering fortfarande är begränsat i både akademi och industri (Kirsch, 2024, s. 20, 40). Degraderingsosäkerheten påverkar inte direkt verkningsgraden, men den är viktig för denna studie eftersom flexibel drift senare utvärderas ekonomiskt utifrån möjliga livslängdseffekter.

Mot denna bakgrund används i analysen en konstant verkningsgrad inom intervallet 60–100 %. Någon offentlig last-verkningsgradskurva för den teknik som planeras i Stegras anläggning har inte identifierats, samtidigt som tillgängliga samband i litteraturen är generella och varierar mellan olika modeller och systemutformningar. För en modell som syftar till att analysera övergripande driftstrategier och elkostnader, snarare än att exakt beskriva varje driftpunkts elektrokemiska beteende, bedöms förenklingen vara motiverad. Vilken verkningsgrad som används i denna studies modell presenteras i senare avsnitt.

2.4 Kostnader till följd av driftväxlingar

Driftväxlingar i en alkalisk elektrolysör ger inte upphov till någon direkt observerbar kostnad på samma sätt som inköpt el. Men de är ändå ekonomiskt relevanta genom att påverka degradering, underhållsbehov och framför allt stackens effektiva livslängd. Den centrala frågan i denna studie är därför inte bara om varierande drift mellan 60 och 100 % last kan sänka elkostnaden. Frågan är också om besparingen är tillräckligt stor för att motivera de merkostnader som flexibel drift kan medföra, däribland en möjlig förkortning av elektrolysörens livslängd. Samtidigt måste det understrykas att kunskapsläget fortfarande är osäkert. Påverkan från dynamiska driftförhållanden på hållbarhet utgör ett forskningsgap för alkalisk elektrolys och det betonas att kostnadseffekter av olika driftstrategier måste utvärderas med hänsyn till bland annat ramp rate, minsta last och start/stopp (U.S. Department of Energy, 2022, s. 10) (U.S. Department of Energy, 2024, s. 29).

Ett rimligt sätt att approximera kostnaden för driftväxlingar är att utgå från kostnaden för stackbyte och fördela denna över stackens antagna referenslivslängd. U.S. Department of Energy anger för alkalisk elektrolys en total installerad kostnad på 1 000–1 500 USD/kW. Samma källa anger också att stackbytet motsvarar 11 % av den installerade kostnaden och att stackbytesintervallet för dagens teknik är omkring 60 000 driftstimmar (U.S. Department of Energy, 2024, s. 52). Stackbyteskostnaden kan därmed uppskattas till 110–165 USD/kW. Fördelat över 60 000 driftstimmar motsvarar detta en referenskostnad för förslitning på cirka 1,83–2,75 USD/MWh. I den fortsatta analysen används mittvärdet 1 250 USD/kW, vilket ger en referenskostnad på cirka 2,29 USD/MWh.

Om den installerade kostnaden betecknas C_{inst} , stackbyteskostnaden C_{stack} och slitkostnaden per producerad energienhet c_{slitage} , kan beräkningen skrivas som

$$C_{\text{stack}} = 0.11 \cdot C_{\text{inst}} \quad (2.6)$$

och

$$c_{\text{slitage}} = \frac{C_{\text{stack}}}{60\,000} \quad (2.7)$$

Det finns i nuläget inget robust empiriskt underlag som motiverar en bestämd procentsats för hur mycket flexibel drift mellan 60 och 100 % last förkortar livslängden för en alkalisk elektrolysörstack. Som nämnts i början av avsnittet utgör påverkan från dynamiska driftförhållanden på hållbarhet fortfarande ett forskningsgap för alkalisk elektrolys. Även den tidigare nämnda KTH-studien framhåller att forskningsunderlaget kring långtidseffekter av variabel drift fortfarande är begränsat (Kirsch, 2024, s. 6).

Det är också relevant att den teknik som planeras i Stegras anläggning marknadsförs som lämpad för flexibel drift och lång livslängd, vilket visar att flexibel drift är en avsedd del av teknikens användning (thyssenkrupp nucera, 2024, s. 5). Detta utgör dock inte något kvantitativt underlag för exakt hur mycket livslängden påverkas i den aktuella tillämpningen.

Mot denna bakgrund behandlas förslitningen i denna studie som en brytpunksfråga. Analysen inriktas därmed på hur stor extra kostnad till följd av förkortad stacklivslängd som flexibel drift kan bära innan den inte längre är ekonomiskt försvarbar.

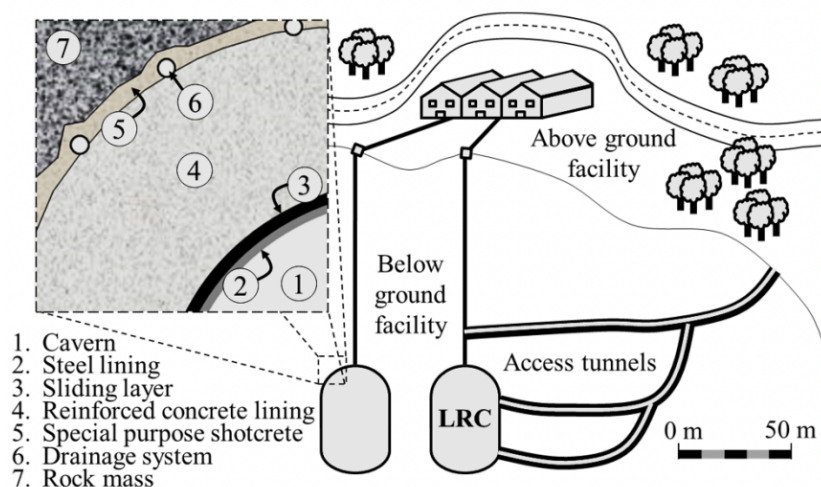
2.5 Vätgaslager

2.5.1 Behov av vätgaslager vid flexibel drift

Om vätgasefterfrågan i produktionen antas vara konstant, medan elektrolysören tillåts producera mer under timmar med lågt elpris och mindre under timmar med högt elpris, uppstår ett behov av att mellanlagra vätgas. Utan ett sådant lager blir flexibel drift inte möjlig, eftersom produktionen då måste följa den konstanta efterfrågan.

Vätgas kan lagras på flera olika sätt. En grundläggande uppdelning är mellan fysisk och materialbaserad lagring. Till fysisk lagring hör främst komprimerad vätgas i trycktankar, rörledningar eller geologiska formationer samt flytande vätgas vid mycket låga temperaturer. Materialbaserad lagring omfattar exempelvis metallhydrider och flytande organiska vätgasbärare (LOHC) (Headley och Schoenung, u. å., s. 7). Enligt samma källa skiljer sig dessa alternativ åt vad gäller kostnad, utrymmesbehov och kommersiell mognad. Komprimerad och flytande vätgas beskrivs som etablerade tekniker, medan flera materialbaserade alternativ fortfarande befinner sig i utvecklings- eller demonstrationsfas. För storskaliga industriella tillämpningar av den typ som studeras här är det därför främst fysisk lagring som är relevant, särskilt i form av komprimerad vätgas i trycksatta system eller i bergbaserade lösningar.

I denna studie avgränsas den fortsatta kostnadsanalysen till underjordisk lagring i en så kallad lined rock cavern (LRC). En LRC är ett bergrum för lagring av gas under högt tryck, där en invändig liner, vanligtvis av stål, gör lagret gastätt, medan det omgivande berget ger lagret dess styrka och skydd (Johansson m. fl., 2018, s. 3). Som Figur 2.5 visar bygger tekniken på att kombinera ett tätande innerskikt med ett bergutrymme som kan hantera stora lagringsvolymmer. Tekniken har tidigare använts för naturgas, men har inom HYBRIT även utvecklats och testats för vätgaslagring i svensk berggrund (HYBRIT, 2022). Valet av LRC i denna studie motiveras därför av att tekniken är relevant i en svensk industriell kontext och samtidigt representerar ett storskaligt lagringsalternativ som är mer realistiskt än exempelvis saltkaverner i många delar av Sverige.



Figur 2.5: Schematisk principskiss av ett lined rock cavern-lager (LRC). Källa: (Johansson m. fl., 2018, s. 3).

HYBRIT är en relevant jämförelsepunkt eftersom projektet inte bara diskuterar vätgaslagring teoretiskt, utan även har byggt och testat ett LRC-lager som en del av sin fossilfria värdekedja. I pilotprojektet lagras vätgas i ett 100 m³ stort bergrum, placerat cirka 30 meter under markytan i Svartöberget i Luleå (HYBRIT, 2022). HYBRIT anger också att lagret har använts för att testa flexibel drift och integration med elmarknaden, samt att lagring gör det möjligt att producera mer vätgas vid låga elpriser och använda lagrad vätgas när elpriserna är högre (HYBRIT, 2022; HYBRIT Development AB, 2024a). I en senare sammanställning framhålls dessutom att lagring kan minska den rörliga kostnaden för vätgasproduktion med upp till 40 % (HYBRIT Development AB, 2024a).

HYBRITs erfarenheter visar därmed att vätgaslager i denna kontext inte främst handlar om reservkapacitet, utan om att skapa ekonomiskt värde genom flexibilitet. På HYBRITs informationssida anges även att ett fullskaligt lager på omkring 100 000–120 000 m³ kan behövas, motsvarande ungefär tre till fyra dagars försörjning av en järnsvampsanläggning (HYBRIT Development AB, 2024b).

I denna studie används tekniska data och dimensionsantaganden hämtade från Stegra. Just därför blir lagringsfrågan särskilt intressant, eftersom något motsvarande vätgaslager enligt personlig kommunikation inte planeras. Analysen syftar därmed till att uppskatta hur stor ekonomisk besparing flexibel drift skulle kunna ge i en Stegra-liknande anläggning, och hur denna besparing påverkas när även kostnaden för den lagringskapacitet som krävs för att möjliggöra sådan drift beaktas.

2.5.2 Lagerkostnad och lagringsstorlek

En viktig begränsning i analysen är att huvudfallet bygger på dygnsvis planering utifrån den information som i praktiken kan vara tillgänglig på day-ahead-marknaden. På Nord Pools day-ahead-marknad fastställs timvisa elpriser för nästkommande dygn, vilket innebär att sådana priser kan användas som planeringsunderlag för elektrolysörens drift (Nord Pool, u. å.). I modellen efterliknas detta genom att historiska timpriser från 2024 används på ett sätt som motsvarar att endast aktuella och nästkommande dygns priser är kända vid optimeringstillfället.

Vid referensdriften produceras 11,84 ton H₂ per timme, vilket motsvarar 284,16 ton H₂ per dygn. Eftersom elektrolysören i modellen tillåts variera mellan 60 och 100 % last kring en konstant referensdrift på 80 %, kan produktionen som mest avvika med 2,96 ton H₂ per timme från referensfallet, vilket motsvarar 71,04 ton H₂ över ett dygn. Detta gör att mindre lager är mest relevanta i huvudfallet. Samtidigt studeras även större lager, upp till 5 dygn. Detta görs dels för att undersöka hur lagringskapacitet påverkar benchmarkfallet med perfekt framförhållning, dels för att lagring över flera dygn ligger i linje med HYBRITs bedömning av framtida fullskaliga vätgaslager.

Detaljerade och jämförbara kostnadsdata för LRC-lager i den aktuella storleksordningen är begränsade. Kostnaderna påverkas dessutom starkt av bland annat geologi, lokalisering, trycknivå, anläggningsutformning och skala (Talukdar m. fl., 2024, s. 1). Vidare beskrivs LRC i litteraturen som en relevant men ännu relativt omogen teknik för storskalig vätgaslagring, vilket bidrar till att kostnadsunderlaget fortfarande är osäkert (Leong m. fl., 2025, s. 1) (Masoudi m. fl., 2024, s. 1). I den fortsatta analysen används därför ett identifierat

referensfall för ett LRC-lager med 500 ton lagrad vätgas, där investeringskostnaden anges till 58,3 USD/kg lagrad vätgas och drift- och underhållskostnaden till 0,6 MUSD per år (Gianni m. fl., 2024, s. 13–14).

Eftersom syftet i denna studie främst är att analysera hur lagringskapacitet påverkar driftflexibilitet och elkostnad, görs en förenkling: både investeringskostnaden och de årliga drift- och underhållskostnaderna antas skala linjärt med lagringskapaciteten utifrån referensfallet. Detta är en förenkling och bör inte tolkas som att verkliga lagringskostnader med säkerhet följer ett linjärt samband. Resultaten ska därför främst ses som approximativa och mest tillförlitliga i närheten av det använda referensfallet. Resultaten av skalningen redovisas i Tabell 2.1 och Tabell 2.2.

Tabell 2.1: Antagen investeringskostnad för LRC-lager vid olika lagerstorlekar.

Lagerstorlek [dygn]	Lagerstorlek [ton H ₂]	Investeringskostnad [MUSD]
0.5	142.08	8.28
1.0	284.16	16.57
1.5	426.24	24.85
2.0	568.32	33.13
2.5	710.40	41.42
3.0	852.48	49.70
3.5	994.56	57.98
4.0	1136.64	66.27
4.5	1278.72	74.55
5.0	1420.80	82.83

Tabell 2.2: Antagen årlig drift- och underhållskostnad för LRC-lager vid olika lagerstorlekar.

Lagerstorlek [dygn]	Lagerstorlek [ton H ₂]	Drift- och underhållskostnad [MUSD/år]
0.5	142.08	0.17
1.0	284.16	0.34
1.5	426.24	0.51
2.0	568.32	0.68
2.5	710.40	0.85
3.0	852.48	1.02
3.5	994.56	1.19
4.0	1136.64	1.36
4.5	1278.72	1.53
5.0	1420.80	1.70

3 Metod

Studien bygger på en litteraturbaserad genomgång och en kvantitativ modellanalys. Litteraturen används för att beskriva den tekniska bakgrunden, identifiera relevanta driftbegränsningar och motivera de kostnads- och verkningsgradsantaganden som används i modellen. Den kvantitativa delen består av själva modellen. Vid framtagning och felsökning av modellens Python-kod har ChatGPT använts som programmeringsstöd, medan modellantaganden, metodval och tolkning av resultat har granskats och fastställts med litteraturen som stöd.

3.1 Modellering och optimering av vätgasproduktion

För att analysera hur elektrolysörens drift kan anpassas till varierande elpriser används i denna studie en tidsupplöst optimeringsmodell. Modellen beskriver en elektrolysör, ett vätgaslager och en konstant efterfrågan på vätgas. Syftet är att undersöka hur elektrolysörens effekt kan styras över tiden för att minska elkostnaden, givet tekniska begränsningar och olika lagerstorlekar. Modellen bygger på historiska timvisa day-ahead-priser för elområde SE1 under år 2024, hämtade från ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2026).

Tre driftfall studeras. Det första är ett referensfall med konstant drift. Det andra är huvudfallet, där driften optimeras rullande utifrån day-ahead-priser. Det tredje är ett benchmark-fall med perfekt framförhållning, där hela perioden, det vill säga ett år, optimeras samtidigt. Huvudfallet med rullande optimering är det driftfall som främst är av intresse i studien, eftersom det bäst motsvarar en situation där framtida elpriser endast är kända på kort sikt. Referensfallet med konstant drift används som jämförelsepunkt för att beräkna besparingen, medan benchmark-fallet med perfekt framförhållning används för att uppskatta ett teoretiskt övre tak för vad prisstyrd drift kan ge under modellens antaganden. I följande avsnitt beskrivs modellens uppbyggnad, målfunktion och de antaganden som används.

3.1.1 Modellstruktur och antaganden

Modellen beskriver en elektrolysanläggning med en maximal effekt på 740 MW. Elektrolysören antas kunna köras mellan 60 och 100 % av denna effekt, vilket ger följande gränser:

$$P_{\min} = 444 \text{ MW}, \quad P_{\max} = 740 \text{ MW}.$$

Som referensfall används konstant drift vid 80 % av maxeffekten, alltså

$$P_{\text{base}} = 592 \text{ MW}.$$

Valet av 80 % innebär att referensdriften ligger mitt i det tillåtna driftintervallet. Detta ger lika stor reglerförmåga uppåt som nedåt, eftersom elektrolysören kan öka eller minska effekten med 148 MW relativt referensnivån. Den fungerar därmed som ett symmetriskt utgångsläge.

I modellen antas att det krävs 50 MWh el för att producera ett ton vätgas och skalas proportionellt mot effekten (Energypedia, 2023). Detta motsvarar en LHV-verkningsgrad på cirka 66 %, eftersom ett ton vätgas innehåller omkring 33 MWh enligt LHV (Energiomställning.se, 2022, s. 2). Antagandet påverkar därmed den beräknade vätgasproduktionen per tillförd MWh, men inte modellens grundläggande logik för hur produktion flyttas mellan timmar. Produktionen i timme t skrivs därför som

$$H_t = \frac{P_t}{50},$$

där P_t är elektrolysörens effekt i MW och H_t är producerad mängd vätgas i ton per timme.

Efterfrågan på vätgas antas vara konstant över hela perioden och sätts till

$$D = 11.84 \text{ ton H}_2/\text{h}.$$

Detta motsvarar produktionen vid referensdrift, eftersom

$$\frac{592}{50} = 11.84.$$

För att möjliggöra flexibel drift ingår även ett vätgaslager i modellen. Lagernivån vid tidpunkt t betecknas S_t och utvecklas enligt

$$S_{t+1} = S_t + H_t - D.$$

Lagret begränsas av en maximal kapacitet $S_{\max}$, vilket ger villkoret

$$0 \leq S_t \leq S_{\max}.$$

I studien analyseras lagerstorlekar från 0.5 till 5 dygns vätgasbehov. Eftersom efterfrågan är konstant motsvarar ett dygns lagringskapacitet

$$24 \cdot 11.84 = 284.16 \text{ ton H}_2.$$

Den initiala lagernivån sätts i varje fall till hälften av den maximala lagringskapaciteten:

$$S_0 = 0.5 S_{\max}.$$

Detta görs för att bättre representera ett system i normal drift, snarare än ett specialfall där lagret initialt är helt tomt eller helt fullt.

Elpriset behandlas som en extern tidsserie och betecknas c_t i SEK/MWh. Modellen tar alltså inte hänsyn till att elektrolysörens elanvändning i sig skulle påverka elpriset. Fokus ligger istället på hur driften kan planeras för att minimera elkostnaden givet elpriser, effektgränser och tillgänglig lagringskapacitet.

3.1.2 Målfunktion och restriktioner

Målet med modellen är att minimera den totala elkostnaden över den studerade perioden. Målfunktionen kan skrivas som

$$\min \sum_{t=1}^T c_t P_t,$$

där c_t är elpriset i timme t och P_t är elektrolysörens effekt i MW.

De elpriser som används i modellen hämtas i EUR/MWh men räknas om till SEK/MWh innan de används i optimeringen. Omräkningen görs enligt

$$c_t = c_t^{\text{EUR}} \cdot k_{\text{EUR/SEK}},$$

där $k_{\text{EUR/SEK}} = 11.43$. På motsvarande sätt räknas kostnadsuppgifter som anges i USD om till SEK enligt

$$C^{\text{SEK}} = C^{\text{USD}} \cdot k_{\text{USD/SEK}},$$

där $k_{\text{USD/SEK}} = 10.56$. Växelkurserna baseras på årsgenomsnitt för 2024, hämtade från Sveriges Riksbank (Sveriges Riksbank, 2026).

I benchmark-fallet, där hela perioden optimeras samtidigt, används målfunktionen i denna grundform tillsammans med villkoret att lagret ska sluta på samma nivå som det startar:

$$S_T = S_0.$$

I huvudfallet används också samma grundläggande restriktioner, men målfunktionen kompletteras med ett terminalvärde för lagrad vätgas. Syftet är att minska risken att modellen tömmer lagret alltför mycket i slutet av varje lokal optimeringshorisont. Denna del av modellen beskrivs närmare i nästa avsnitt.

3.1.3 Lösningssupplägg och scenarier

Modellen formuleras som ett linjärt optimeringsproblem och implementeras i Python med biblioteket PuLP. De enskilda optimeringsproblemen löses med lösaren CBC. I varje optimering väljer modellen de timvisa effektnivåer som ger lägst möjlig elkostnad, samtidigt som effektgränser och lagerrestriktioner måste uppfyllas.

Huvudfallet bygger på rullande optimering utifrån day-ahead-priser. Vid kl. 13 varje dag finns priser på NordPool tillgängliga för resten av det aktuella dygnet samt för hela nästkommande dygn. Den lokala optimeringshorisonten blir därför 35 timmar. Av den framräknade lösningen implementeras dock endast de första 24 timmarna, varefter ett nytt optimeringsproblem löses nästa dag kl. 13.

Om målfunktionen i detta fall enbart hade minimerat elkostnaden inom den lokala horisonten hade modellen haft incitament att tömma lagret mot slutet av horisonten, så länge lagret inte redan var tomt. Skälet är att lagrad vätgas annars inte tilldelas något värde efter den sista timmen i det lokala problemet. För att motverka detta kompletteras målfunktionen med ett terminalvärde för kvarvarande lager. Det bästa hade varit att värdera

lagret utifrån de elpriser som gäller efter den lokala horisonten, men dessa är inte kända i huvudfallet. Istället används nästa dygns genomsnittliga elpris som en approximation av lagrets värde, eftersom de mest aktuella kända priserna bedöms ge en rimligare uppskattning än exempelvis ett årsmedelpris eller betydligt äldre prisnivåer. Målfunktionen skrivs därför som

$$\min \left(\sum_{t=1}^T c_t P_t - \beta V S_T \right),$$

där S_T är lagernivån vid slutet av den lokala optimeringshorisonten, V är värdet per ton lagrad vätgas baserat på nästa dygns genomsnittliga elpris, och β är en parameter som styr hur starkt terminalvärdet påverkar lösningen. I huvudfallet används $\beta = 0.9$. Detta värde valdes efter att flera värden mellan 0 och 1 testats. $\beta = 0.9$ gav den mest rimliga lagernivåutvecklingen över året, där lagret varken tömdes direkt i början eller hölls onödigt fullt under långa perioder.

Det andra optimeringsupplägget används som benchmark. Här optimeras hela evalueringsperioden samtidigt, med perfekt framförhållning för hela året och villkoret att lagret ska sluta på samma nivå som det startar på. Resultatet visar därmed den maximalt teoretiska besparingen av prisstyrd drift, givet modellens antaganden och begränsningar.

Utöver de två optimerade fallen inkluderas även ett referensfall med konstant drift, där elektrolysören hålls på 592 MW under hela perioden. Detta fall används som jämförelse när elkostnadsbesparingen för de flexibla fallen beräknas.

Samtliga scenarier utvärderas över samma period, från kl. 13 den 1 januari till kl. 12 den 31 december. I huvudfallet används dessutom en efterkorrigering om slutlagret skiljer sig från startlagret. Korrigeringen baseras på årets genomsnittliga elpris och syftar till att göra resultaten direkt jämförbara med samma mängd producerad vätgas under året.

4 Resultat

Resultaten presenteras i en stegvis ordning där ekonomiska antaganden införs successivt. I avsnitt 4.1 redovisas den årliga elkostnadsbesparingen som funktion av lagerstorlek, baserat enbart på elpris och produktion. I avsnitt 4.2 introduceras antaganden om elektrolysrstackens kostnad och livslängd, vilket gör det möjligt att beräkna ett rörelseresultat. I avsnitt 4.3 lyfts därefter lagrets investeringskostnad in genom en återbetalningstid. Avsnitt 4.4 illustrerar lagernivåns utveckling över tid i huvudfallet, och avsnitt 4.5 avslutar med en känslighetsanalys av terminalvärdesparametern β .

4.1 Elkostnadsbesparing som funktion av lagerstorlek

I detta avsnitt redovisas resultaten för huvudfallet med $\beta = 0.9$. Elkostnadsbesparingen beräknas relativt referensfallet med konstant drift, där elektrolysören körs vid 592 MW under hela evalueringsperioden.

Eftersom huvudfallet bygger på rullande optimering finns inget villkor som tvingar lagret att avsluta året på samma nivå som det startar. Det innebär att olika scenarier kan sluta med olika mycket vätgas i lagret, det vill säga att de har producerat olika mycket. För att göra resultaten jämförbara används därför en efterkorrigering av elkostnaden.

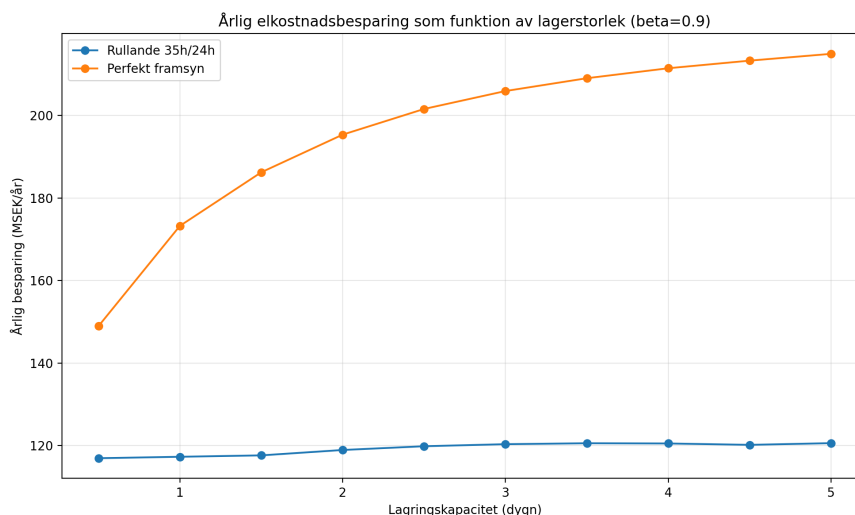
Korrigeringen beräknas som

$$C_{\text{korr}} = (S_0 - S_{\text{slut}}) \cdot 50 \cdot \bar{c},$$

där S_0 är initial lagernivå, S_{slut} är lagernivån vid årets slut, 50 är antagen elåtgång i MWh per ton vätgas och $\bar{c}$ är årets genomsnittliga elpris i SEK/MWh. Den justerade elkostnaden ges därmed av

$$C_{\text{just}} = C_{\text{rå}} + C_{\text{korr}}.$$

Figur 4.1 visar den årliga elkostnadsbesparingen relativt referensfallet som funktion av lagerstorlek. Referensfallet ger en total elkostnad på 1 486 MSEK och en total produktion på 103 718 ton H₂. För huvudfallet avser den redovisade besparingen den justerade elkostnaden efter korrigeringen. För benchmarkfallet med perfekt framförhållning behövs ingen sådan korrigerig, eftersom lagret där tvingas sluta på samma nivå som det startar. I Tabell 4.1 redovisas de exakta värden som ligger till grund för Figur 4.1.



Figur 4.1: Årlig elkostnadsbesparing relativt referensfallet som funktion av lagerstorlek för huvudfallet med $\beta = 0.9$ samt för benchmarkfallet med perfekt framförhållning.

Tabell 4.1: Rå elkostnad, efterkorrigering, justerad elkostnad och elkostnadsbesparing för huvudfallet med $\beta = 0.9$ vid olika lagerstorlekar. Samtliga kostnader anges i MSEK och besparingen i MSEK/år.

Lager [dygn]	Rå elkostnad	Korrigerig	Justerad elkostnad	Elkostnadsbesparing
0.5	1369.4	-0.6	1368.8	116.9
1.0	1368.0	0.5	1368.5	117.3
1.5	1366.6	1.5	1368.1	117.6
2.0	1364.3	2.5	1366.8	118.9
2.5	1362.4	3.5	1365.9	119.8
3.0	1360.9	4.5	1365.4	120.3
3.5	1359.6	5.6	1365.2	120.5
4.0	1358.7	6.6	1365.2	120.5
4.5	1358.0	7.6	1365.6	120.1
5.0	1356.6	8.6	1365.2	120.6

Som Figur 4.1 visar är elkostnadsbesparingen positiv för alla studerade lagerstorlekar i både huvudfallet och benchmarkfallet. I huvudfallet ökar besparingen bara svagt när lagret blir större och ligger ungefär mellan 117 och 121 MSEK/år. I benchmarkfallet är besparingen betydligt större och ökar tydligare med lagerstorleken.

Samtidigt blir kurvan för benchmarkfallet gradvis flackare vid större lager. Det visar att nyttan av ökad lagringskapacitet avtar, även om perfekt framförhållning antas. Det finns alltså en gräns där ytterligare lagervolym fortfarande ger besparing, men där den extra nyttan blir allt mindre.

Tabell 4.1 visar att den råa elkostnaden i huvudfallet minskar när lagringskapaciteten ökar, men att denna effekt delvis motverkas av efterkorrigeringen. Den justerade elkostnaden minskar därför bara marginellt mellan de studerade lagringsfallen.

4.2 Rörelseresultat vid antagen livslängdsförkortning

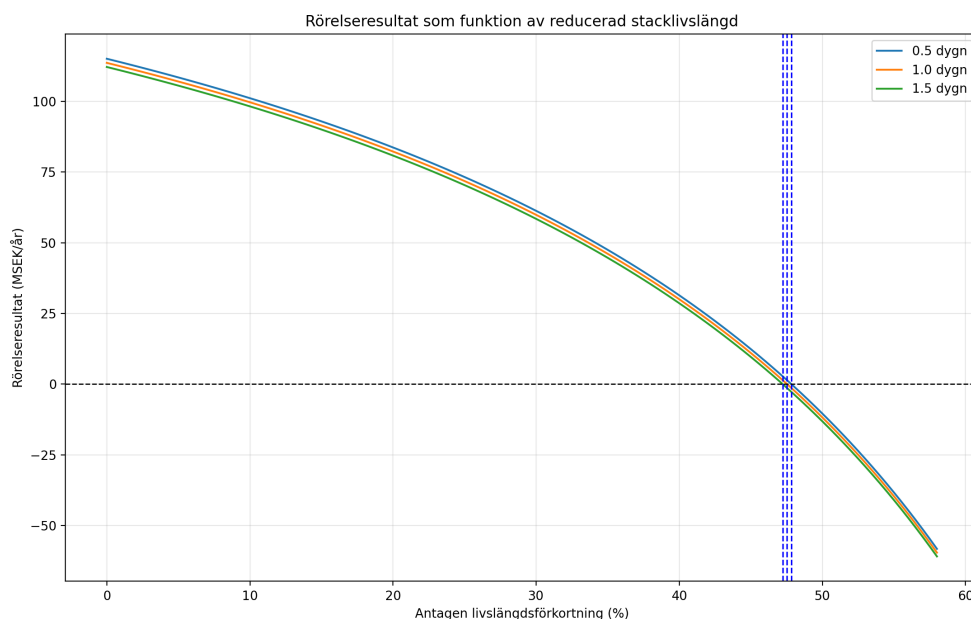
Med rörelseresultat avses här den årliga elkostnadsbesparingen relativt referensfallet, efter avdrag för lagerets drift- och underhållskostnad samt den extra kostnad som antas uppstå till följd av förkortad stacklivslängd. Rörelseresultatet skrivs som

$$R = \Delta C_{\text{el}} - C_{\text{O\&M}} - C_{\text{stack, extra}},$$

där ΔC_{el} är elkostnadsbesparingen relativt referensfallet, $C_{\text{O\&M}}$ är lagerets årliga drift- och underhållskostnad och $C_{\text{stack, extra}}$ är den extra årliga kostnad som uppstår vid antagen livslängdsförkortning av stacken.

Investeringskostnaden för lagret ingår inte i detta mått. Rörelseresultatet beskriver därmed endast det årliga ekonomiska nettot under drift och används här för att bedöma hur stor livslängdsförkortning som kan bäras innan nettot blir noll eller negativt.

I avsnitt 4.1 visades att större lager i huvudfallet bara gav en begränsad extra elkostnadsbesparing. Därför redovisas här rörelseresultatet endast för tre mindre lagerstorlekar: 0.5, 1.0 och 1.5 dygn. Figur 4.2 visar hur rörelseresultatet förändras när den antagna livslängdsförkortningen ökar för dessa tre lagerscenarier. Exakta värden som ligger till grund för figuren finnes i Tabell 4.2.



Figur 4.2: Rörelseresultat som funktion av antagen livslängdsförkortning för 0.5, 1.0 och 1.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.

Tabell 4.2: Rörelseresultat vid 0, 5 och 10 % livslängdsförkortning samt beräknad brytpunkt för huvudfallet med $\beta = 0.9$. Samtliga R redovisas i MSEK/år.

Lager [dygn]	R vid 0 %	R vid 5 %	R vid 10 %	Brytpunkt [%]
0.5	115.1	108.5	101.2	47.8
1.0	113.7	107.0	99.7	47.5
1.5	112.2	105.6	98.3	47.2

Brytpunkten anger den livslängdsförkortning där rörelseresultatet går från positivt till negativt.

Som Figur 4.2 visar minskar rörelseresultatet när den antagna livslängdsförkortningen ökar. Kurvorna för de tre lagerscenarierna ligger mycket nära varandra, vilket visar att lagringskapaciteten har liten påverkan på rörelseresultatet inom det studerade intervallet. Detta är inte särskilt förvånande, eftersom elkostnadsbesparingen för dessa tre lager ligger mycket nära varandra, se Figur 4.1.

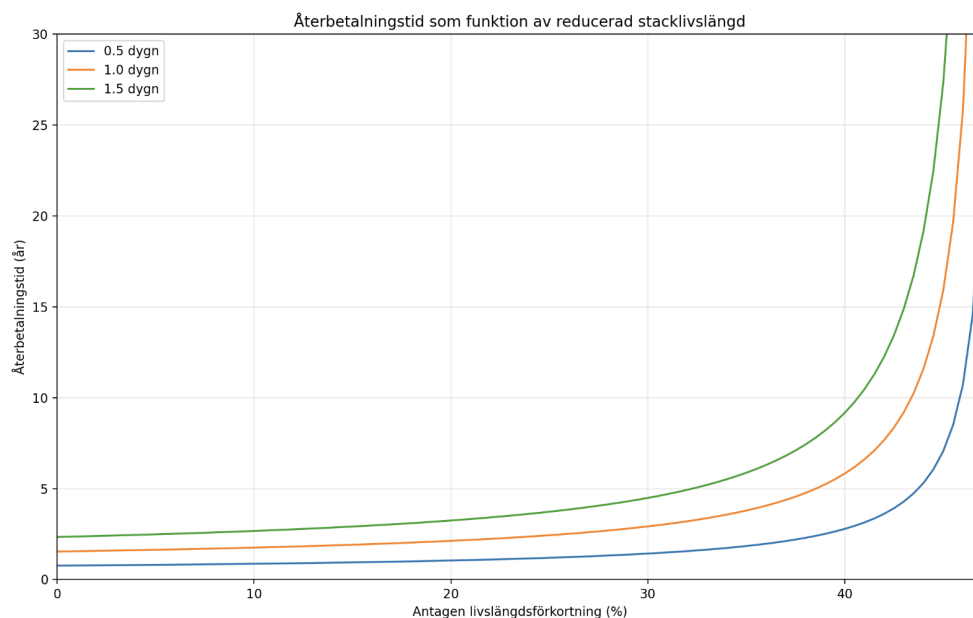
4.3 Återbetalningstid vid antagen livslängdsförkortning

För att komplettera analysen av rörelseresultatet studeras här även återbetalningstiden för vätagaslagret. Med återbetalningstid avses här den tid det tar för det årliga rörelseresultatet att täcka investeringskostnaden för lagret. Återbetalningstiden skrivs som

$$T_{\text{payback}} = \frac{C_{\text{inv}}}{R},$$

där C_{inv} är investeringskostnaden för lagret och R är rörelseresultatet enligt avsnitt 4.2.

Måttet avser en enkel återbetalningstid och tar därmed inte hänsyn till diskontering eller kapitalkostnad. Samma tre lagerscenarier som i föregående avsnitt används även här: 0.5, 1.0 och 1.5 dygn. Figur 4.3 visar hur återbetalningstiden förändras när den antagna livslängdsförkortningen ökar för dessa tre lagerscenarier.



Figur 4.3: Återbetalningstid som funktion av antagen livslängdsförkortning för 0.5, 1.0 och 1.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.

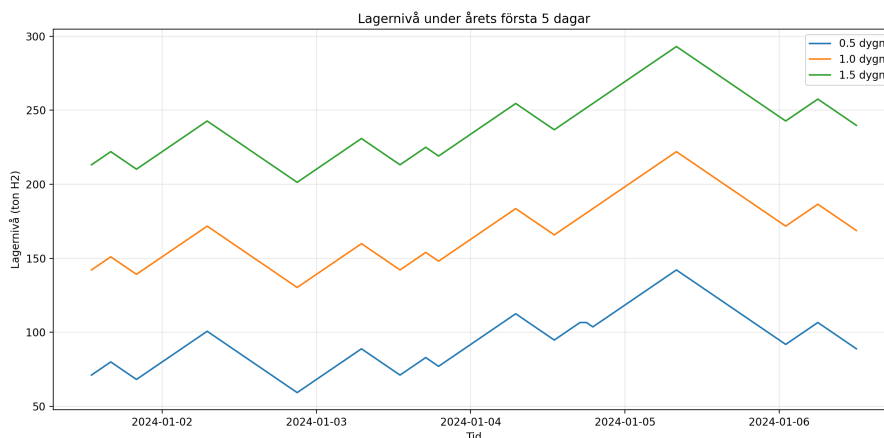
Som Figur 4.3 visar ökar återbetalningstiden successivt när den antagna livslängdsförkortningen ökar. Det minsta lagret, 0.5 dygn, ger kortast återbetalningstid, medan 1.5 dygn ger längst. Skillnaden mellan lagerscenarierna är tydligare här än i avsnitt 4.2, vilket visar att investeringskostnaden får stor betydelse när lagringskapaciteten ökar.

4.4 Lagernivå över tid

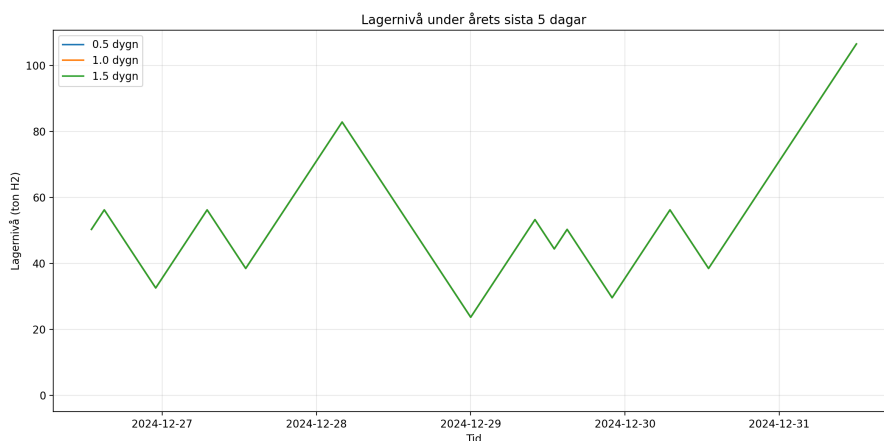
I detta avsnitt visas hur lagernivån utvecklas över tid i huvudfallet med $\beta = 0.9$. Syftet är att illustrera hur lagret används i den rullande optimeringen och hur detta påverkas av lagringskapaciteten.

4.4.1 Lagernivå under årets första och sista fem dagar

I Figur 4.4 och Figur 4.5 visas lagernivån under årets första respektive sista fem dagar för 0.5, 1.0 och 1.5 dygns lagring.



Figur 4.4: Lagernivå under årets första fem dagar för 0.5, 1.0 och 1.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.

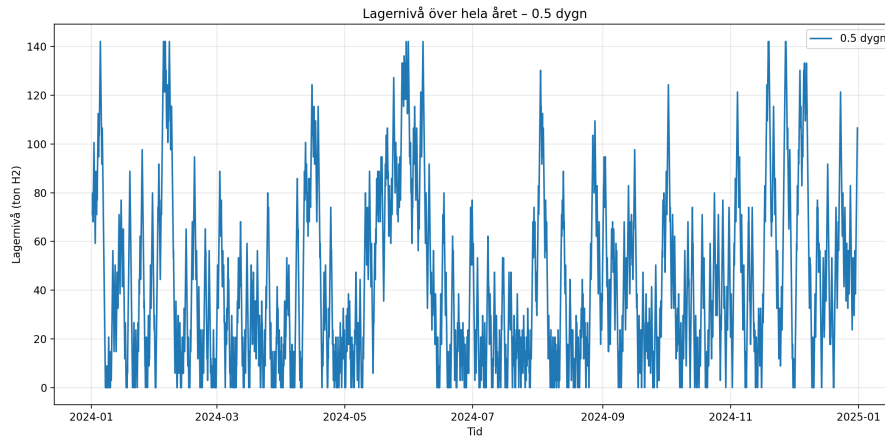


Figur 4.5: Lagernivå under årets sista fem dagar för 0.5, 1.0 och 1.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.

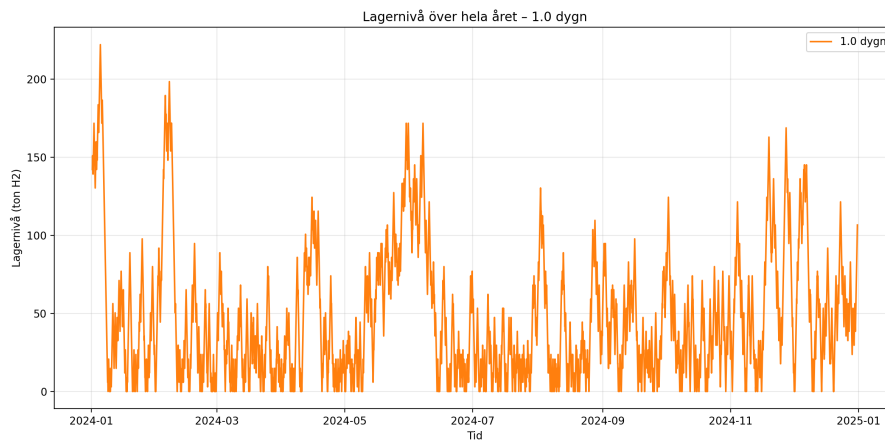
Som Figur 4.4 visar följer de tre lagerscenarierna ungefär samma utveckling under årets första fem dagar, men de är förskjutna i y-led på grund av olika startlager. I Figur 4.5 ligger kurvorna istället på varandra, alltså har denna vertikala förskjutning försvunnit vid årets slut.

4.4.2 Lagernivå över hela året

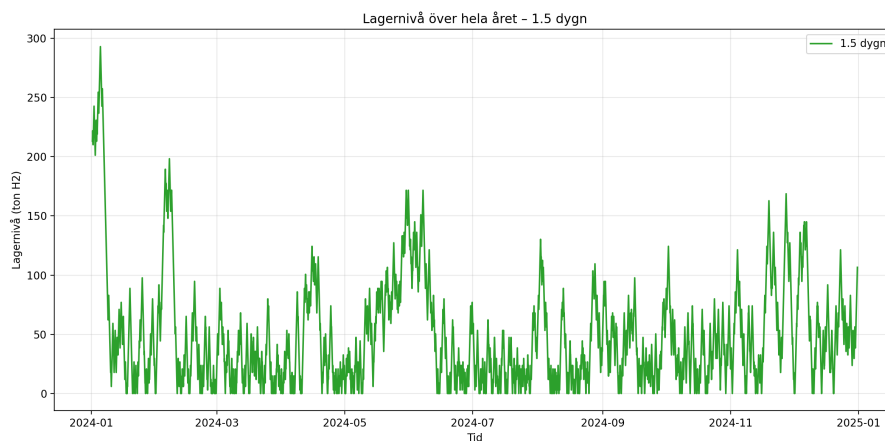
Figur 4.6–4.8 visar lagernivån över hela året för 0.5, 1.0 och 1.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.



Figur 4.6: Lagernivå över hela året för 0.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.



Figur 4.7: Lagernivå över hela året för 1.0 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.



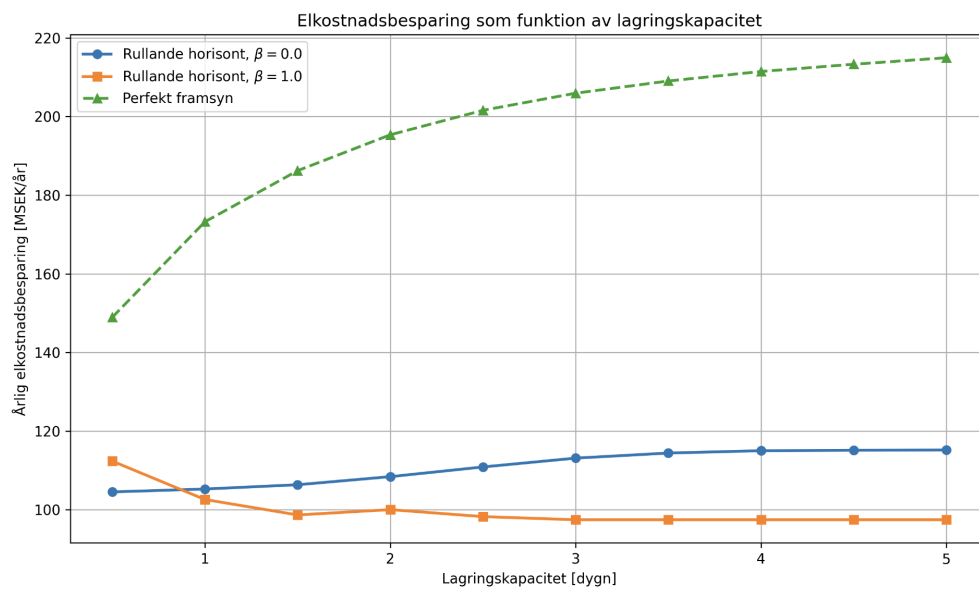
Figur 4.8: Lagernivå över hela året för 1.5 dygns lagring i huvudfallet med $\beta = 0.9$.

Som Figur 4.6–4.8 visar töms de större lagren, 1.0 och 1.5 dygn, kraftigt i början av året och når därefter inte tillbaka till samma höga nivåer som initialt. För 0.5 dygns lagring varierar lagernivån däremot oftare mellan låg och hög nivå under året.

4.5 Känslighetsanalys av terminalvärdesparametern β

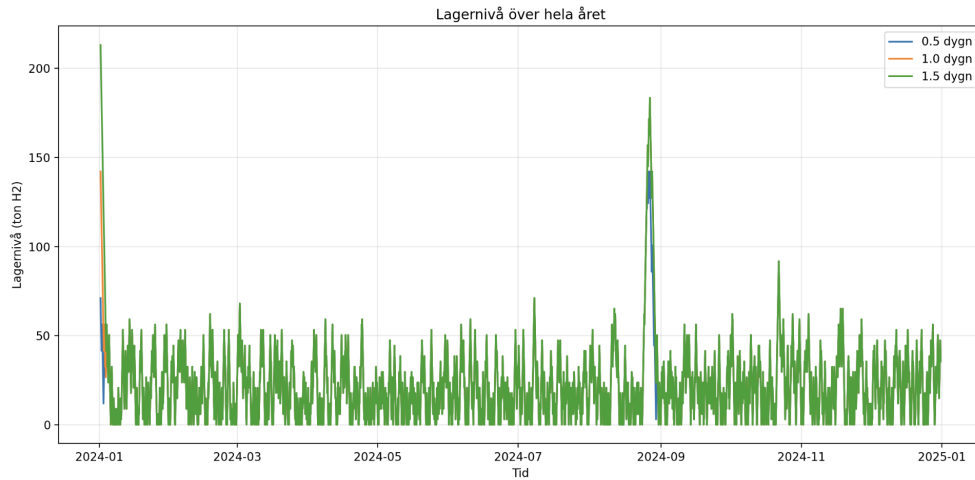
I huvudfallet används som sagt $\beta = 0.9$ för att värdera lagret vid slutet av varje lokal optimeringshorisont. För att undersöka hur känsligt resultatet är för detta värde jämförs här två extremfall: $\beta = 0.0$, där lagret i slutet av optimeringshorisonten inte tilldelas något värde, och $\beta = 1.0$, där hela det uppskattade värdet av kvarvarande vätgas inkluderas i målfunktionen.

Figur 4.9 visar hur elkostnadsbesparingen påverkas av valet av β . Vid $\beta = 0.0$ ökar besparingen med lagringskapaciteten, medan $\beta = 1.0$ ger motsatt beteende för större lager.



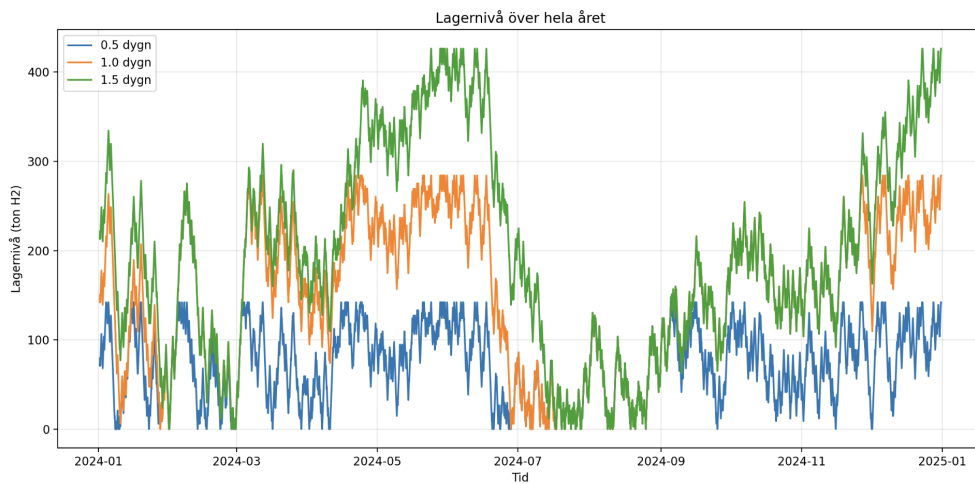
Figur 4.9: Årlig elkostnadsbesparing relativt konstant drift som funktion av lagringskapacitet för rullande optimering med $\beta = 0.0$ och $\beta = 1.0$.

Skillnaden i beteende mellan fallen syns tydligt i lagernivåerna. Vid $\beta = 0.0$ töms lagret direkt i början av året och hålls därefter nära låga nivåer, se Figur 4.10. En större uppladdning syns även kring slutet av augusti, vilket diskuteras vidare i avsnitt 5.2.



Figur 4.10: Lagernivå över året för rullande optimering med $\beta = 0.0$.

Vid $\beta = 1.0$ hålls lagret istället på högre nivåer under stora delar av året, särskilt för större lager, se Figur 4.11.



Figur 4.11: Lagernivå över året för rullande optimering med $\beta = 1.0$.

Känslighetsanalysen visar därmed att valet av β starkt påverkar både elkostnadsbesparingen och lagrets användningsmönster.

5 Diskussion

5.1 Värdet av lagringskapacitet

I huvudfallet ökar elkostnadsbesparingen bara svagt med lagervolymen. Besparingen rör sig från cirka 117 MSEK/år vid 0.5 dygns lager till 121 MSEK/år vid 5 dygns lager, alltså en ökning på ungefär 3 % trots att lagret blir tio gånger så stort. I benchmarkfallet med perfekt framförhållning är besparingen däremot betydligt högre och kurvan tydligt brantare, även om även den planar ut vid större lagerstorlekar.

Detta tyder på att det främst är framförhållningen som begränsar nyttan av ett större lager i huvudfallet. Den begränsade optimeringshorisonten gör att den extra kapaciteten i ett större lager inte hinner utnyttjas innan nästa optimering. Att benchmarkfallet både ger högre besparing och tydligare lagerberoende stärker den tolkningen. Samtidigt visar utplaningen även i benchmarkfallet att det finns en gräns för hur mycket extra besparing ytterligare lagervolym kan ge, även när framförhållningen är perfekt.

Det här betyder också att större vätgaslager främst blir värdefulla om man har bättre koll på framtida elpriser, till exempel genom bra prognoser och mer avancerade prismodeller. Utan sådan information räcker det med ett ganska litet lager för att få ut det mesta av besparingen.

Resultatet kan jämföras med HYBRIT, som anger att lagring kan minska den rörliga kostnaden för vätgasproduktion med upp till 40 %. Den beräknade besparingen i denna studie motsvarar omkring 8 % av referensfallets totala elkostnad och ligger därmed lägre. Skillnaden beror sannolikt på att studierna utgår från olika kostnadsdefinitioner och olika driftsantaganden, vilket gör att siffrorna inte är direkt jämförbara.

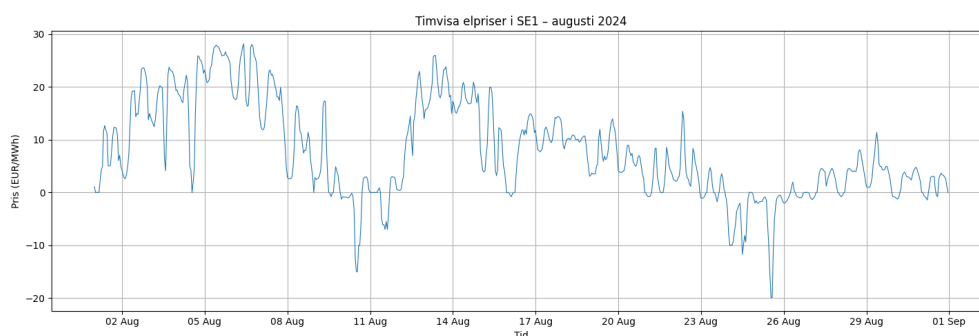
5.2 Betydelsen av terminalvärdet

Känslighetsanalysen visar att valet av β tydligt påverkar både besparingen och hur lagret används. Vid $\beta = 0.0$, alltså utan terminalvärde, töms lagret nästan direkt i början av året och hålls sedan på nästan tomma nivåer (se Figur 4.10). Detta är logiskt: modellen värderar inte lagrad vätgas efter den lokala optimeringshorisontens slut. Så länge modellen håller sig inom sina restriktioner blir det därför billigast att producera så lite som möjligt, eftersom vätgas i lagret inte är värd någonting.

Det andra extremfallet, $\beta = 1.0$, ger ett mer oväntat resultat: elkostnadsbesparingen minskar med ökad lagerstorlek. En rimlig förklaring är att modellen då värderar lagrad vätgas så högt att den får ett starkt incitament att hålla lagret fullt. Produktionen drivs därför upp även när elpriset inte är särskilt gynnsamt, vilket ökar elkostnaden.

Modellen behöver alltså ett terminalvärde, men det får inte vara så högt att lagret hålls onödigt fullt. I huvudfallet används därför $\beta = 0.9$ som en mittenväg mellan de två extremfallen. Värdet är inte fysikaliskt härlett, utan ett rent modellantagande som valdes utifrån hur rimligt lagret användes över året.

En intressant detalj är den tydliga uppladdningen av lagret kring slutet av augusti, som syns i Figur 4.10. En förklaring hittas i Figur 5.1, som visar timpriserna i SE1 under augusti 2024. Under stora delar av månaden är elpriserna mycket låga och stundtals negativa. Vid negativa priser får man betalt för att förbruka el, vilket gör att det alltid är lönsamt att producera, oavsett vad. Spiken i augusti är därför en rimlig modellreaktion på prismiljön.



Figur 5.1: Timvisa elpriser i SE1 under augusti 2024. Källa: (ENTSO-E, 2026).

5.3 Ekonomisk bärkraft

Brytpunkten för rörelseresultatet ligger mellan 47.2 och 47.8 % livslängdsförkortning, beroende på lagerstorlek (se Tabell 4.2). Det är en relativt hög nivå, vilket betyder att flexibel drift kan bära en betydande degraderingsrelaterad merkostnad innan den blir olönsam. Eftersom kunskapsläget kring hur mycket flexibel drift faktiskt förkortar livslängden fortfarande är osäkert, ger brytpunkten en användbar referensram.

Att brytpunkterna ligger så nära varandra mellan de tre lagerscenarierna är en direkt följd av att elkostnadsbesparingen knappt varierar mellan dem. Återbetalningstiden i Figur 4.3 ger däremot en tydligare skillnad, eftersom investeringskostnaden skalar linjärt med lagervolymen medan besparingen knappt växer. Det minsta lagret, 0.5 dygn, ger därför kortast återbetalningstid.

Sammantaget verkar flexibel drift ekonomiskt rimlig under studiens antaganden. Eftersom både degradering och lagringskostnad är förenade med stora osäkerheter bör resultaten dock tolkas med viss försiktighet.

5.4 Modellbegränsningar och osäkerheter

Den största osäkerheten i studien rör degraderingen. Eftersom det saknas tillräckligt empiriskt underlag för att modellera hur mycket flexibel drift förkortar livslängden hanteras detta som sagt som en brytpunktsfråga. Resultaten i avsnitt 4.3 visar därför inte den absoluta lönsamheten, utan snarare hur stor degraderingsrelaterad merkostnad flexibel drift kan bära innan den blir olönsam.

Lagringskostnaden antas skala linjärt från ett referensfall för LRC-lager på 500 ton vätgas, vilket motsvarar mellan 1.5 och 2 dygns lagring i den studerade anläggningen. Resultaten är därför mest tillförlitliga kring denna lagerstorlek och blir mer osäkra både för avsevärt mindre och avsevärt större lager. Skalfördelar och projektspecifika faktorer kan ha stor betydelse för den verkliga kostnaden.

Verkningsgraden antas vara konstant inom driftintervallet 60–100 %. Förenklingen bedöms ha liten effekt eftersom variationen inom intervallet är begränsad enligt litteraturen. Driftintervallet är hämtat från Stegra, och en anläggning med ett bredare intervall skulle sannolikt kunna utnyttja prisvariationerna ännu bättre och därmed nå en högre besparing.

Modellen använder historiska timpriser från SE1 2024 och behandlar elpriset som exogent. Resultaten gäller alltså i grunden för just det årets prismönster och prisområde. Om elprisernas volatilitet i framtiden ökar eller minskar förändras besparingen i samma riktning. Modellen omfattar dessutom endast day-ahead-marknaden, där priserna fastställs ett dygn i förväg. Det innebär att intradagmarknaden (där el kan handlas mycket närmare leveranstillfället) och stödtjänster till elsystemet inte ingår i analysen. Den verkliga intjäningspotentialen från flexibel drift är därför sannolikt högre än vad studien visar.

5.5 Framtida arbete och bidrag

Det finns flera sätt att vidareutveckla denna studie. Eftersom framförhållningen visade sig vara den största begränsningen i huvudfallet vore det särskilt intressant att inkludera bättre prisprognoser eller intradagmarknaden i modellen. Då skulle större lager också kunna komma till nytta. En dynamisk verkningsgrad istället för en konstant skulle ge mer realistiska resultat, särskilt vid låg last. En mer detaljerad degraderingsmodell skulle minska den ekonomiska osäkerheten i brytpunktsanalysen, även om det skulle kräva mer experimentdata än vad som finns tillgängligt idag. Slutligen vore det värdefullt att optimera lagerstorlek och drift samtidigt, istället för att testa olika fasta lagerstorlekar var för sig.

Studien bidrar genom att analysera hur begränsad framförhållning påverkar värdet av flexibel elektrolysdrift och lagring. Det viktigaste resultatet är att det främst är informationen om framtida elpriser, snarare än lagrets storlek, som begränsar elkostnadsbesparingen i det modellerade fallet. Större lager blir därmed främst värdefulla om de kombineras med bättre prisprognoser eller längre planeringshorisonter.

Litteratur

Bergman, Lars m. fl. (april 2022). *Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad*. Energiforsk. URL: <https://www.ifn.se/media/f4ahx4f1/2022-bergman-damsgaard-von-der-fehr-holmberg-m-fl-1%C3%A5ngsiktiga-investeringar-och-handel-p%C3%A5-framtidens-elmarknad.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Brauns, Jörn och Thomas Turek (14 april 2020). "Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review". I: *Processes* 8.2, s. 248. DOI: 10.3390/pr8020248. URL: <https://psecommunity.org/wp-content/plugins/wpor/includes/file/2004/LAPSE-2020.0391-1v1.pdf> (hämtad 2026-04-21).

EMD International A/S (2025). *Electrolysis in energyPRO*. URL: <https://www.emd.dk/files/energypro/HowToGuides/Electrolysis%20in%20energyPRO.pdf> (hämtad 2026-04-28).

Energiforsk (mars 2024). *Stödtjänster på elmarknaden – i dag och i framtiden*. URL: <https://energiforsk.se/media/33225/stodtjanster.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Energiforsk (21 maj 2025). *Hälften av Sveriges elproduktion blir väderberoende om tio år*. URL: <https://energiforsk.se/nyheter/halften-av-sveriges-elproduktion-bli-vaderberoende-om-tio-ar/> (hämtad 2026-04-20).

Energimyndigheten (jan. 2024). *Effektiv användning av energi, effekt och resurser: För att underlätta elektrifieringen*. Energimyndigheten. URL: <https://www.energimyndigheten.se/4afa39/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/effektiv-anvandning-av-energi-effekt-och-resurser.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Energiomställning.se (2022). *BränslecellTeori*. URL: <https://energiomställning.se/wp-content/uploads/2022/11/BranslecellTeori.pdf> (hämtad 2026-04-29).

Energypedia (maj 2023). *Green Hydrogen*. Last modified 15 May 2023. URL: https://energypedia.info/wiki/Green_Hydrogen (hämtad 2026-04-23).

ENTSO-E (2026). *Electricity Market Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/> (hämtad 2026-04-23).

Environment Agency (mars 2024). *Review of emerging techniques for hydrogen production from electrolysis of water*. Environment Agency. URL: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65fb0d06703c42001158f0c9/Review-of-emerging-techniques-for-production-of-hydrogen-by-electrolysis-of-water.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Fossilfritt Sverige (2018). *Stålindustrin*. Publicerad 2018. URL: <https://fossilfrittssverige.se/roadmap/stalindustrin/> (hämtad 2026-04-21).

Gianni, Eleni m.fl. (2024). "Underground hydrogen storage: The techno-economic perspective". I: *Open Research Europe*. URL: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC11101923/pdf/openreseurope-4-19271.pdf> (hämtad 2026-04-22).

Headley, Alexander J. och Susan Schoenung (u.å.). *Hydrogen Energy Storage*. URL: https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/163/2022/03/ESHB_Ch11_Hydrogen_Headley.pdf (hämtad 2026-04-21).

HYBRIT (16 juni 2022). *HYBRIT: A unique, underground, fossil-free hydrogen gas storage facility is being inaugurated in Luleå*. URL: <https://www.hybritdevelopment.se/en/hybrit-a-unique-underground-fossil-free-hydrogen-gas-storage-facility-is-being-inaugurated-in-lulea/> (hämtad 2026-04-22).

HYBRIT Development (u.å.). *A value chain for fossil-free steel*. URL: <https://www.hybritdevelopment.se/en/a-fossil-free-future/a-value-chain-for-fossil-free-steel/> (hämtad 2026-04-20).

HYBRIT Development (7 april 2021). *HYBRIT: SSAB, LKAB and Vattenfall building unique pilot project in Luleå for large-scale hydrogen storage*. URL: <https://www.hybritdevelopment.se/en/april-7-2021-hybrit-ssab-lkab-and-vattenfall-building-unique-pilot-project-in-lulea-for-large-scale-hydrogen-storage-investing-a-quarter-of-a-billion-swedish-kronor/> (hämtad 2026-04-21).

HYBRIT Development AB (2024a). *HYBRIT: Large-scale storage of fossil-free hydrogen gas successfully proven*. URL: <https://www.hybritdevelopment.se/en/hybrit-large-scale-storage-of-fossil-free-hydrogen-gas-successfully-proven> (hämtad 2026-04-22).

HYBRIT Development AB (2024b). *Hydrogen storage*. URL: <https://www.hybritdevelopment.se/en/a-fossil-free-development/hydrogen-storage/> (hämtad 2026-04-22).

HyTo-Life (2026). *Typer av elektrolysatorer: Alkaliska, PEM, AEM – Fullständig jämförelse*. URL: <https://www.hyto-life.com/sv/blog/types-of-electrolyzers-alkaline-pem-aem-complete-comparison> (hämtad 2026-04-29).

Jernkontoret (2020). *Klimatfärdplan för en fossilfri och konkurrenskraftig stålindustri i Sverige – sammanfattning och uppföljning 2020*. URL: <https://www.jernkontoret.se/globalassets/publicerat/stal-stalind/klimatfardplan---sammanfattning-och-uppfoljning-2020.pdf> (hämtad 2026-04-20).

Jernkontoret (2026). *Stålmarknaden – Tullar och tullkvoter*. URL: https://www.jernkontoret.se/sv/stalindustrin/stalmarknaden/Tullar_och_tullkvoter/ (hämtad 2026-04-20).

Johansson, Fredrik m.fl. (2018). *Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns*. TRITA-ABE-RPT-182. KTH Royal Institute of Technology. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1221714/FULLTEXT01.pdf> (hämtad 2026-04-22).

Kim, Jinsoo m.fl. (2022). “Decarbonizing the iron and steel industry: A systematic review of sociotechnical systems, technological innovations, and policy options”. I: *Energy Research & Social Science* 89, s. 102565. DOI: 10.1016/j.erss.2022.102565. URL: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102565> (hämtad 2026-04-20).

Kirsch, Pino (4 juni 2024). *Electrolyser Performance and Degradation under Various Load Shapes: A Modelling Approach for Alkaline Water Electrolysers*. TRITA-ITM-EX 2024:110. KTH Royal Institute of Technology. URL: <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1904032/FULLTEXT01.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Leong, Chee Min m.fl. (2025). “A review of the mechanics of lined engineered cavities and their implications on hydrogen storage”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 102, s. 749–766. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.12.467. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924056866> (hämtad 2026-04-22).

LKAB (26 april 2022). *A faster pace and higher targets in LKAB’s transition towards a sustainable future*. URL: <https://lkab.com/en/press/a-faster-pace-and-higher-targets-in-lkabs-transition-towards-a-sustainable-future/> (hämtad 2026-04-21).

Masoudi, Mohammad m.fl. (2024). “Lined rock caverns: A hydrogen storage solution”. I: *Journal of Energy Storage* 84, s. 110927. DOI: 10.1016/j.est.2024.110927. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24005115> (hämtad 2026-04-22).

Naturvårdsverket (2026a). *Sveriges del av EU:s klimatmål*. URL: <https://www.naturvardsverket.se/annesomraden/klimatomställningen/sveriges-klimatarbete/sveriges-del-av-eus-klimatmal/> (hämtad 2026-04-20).

Naturvårdsverket (2026b). *Sveriges klimatmål och klimatpolitiska ramverk*. URL: <https://www.naturvardsverket.se/annesomraden/klimatomställningen/sveriges-klimatarbete/sveriges-klimatmal-och-klimatpolitiska-ramverk/> (hämtad 2026-04-20).

Naturvårdsverket (2026c). *Växthusgaser – utsläpp från industrin*. URL: <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-utslapp-fran-industrin/> (hämtad 2026-04-20).

Nord Pool (u.å.). *Day-ahead market*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market> (hämtad 2026-04-22).

Renewable Hydrogen Coalition (28 mars 2023). *Reducing CO₂ emissions by 95%: the green steel revolution*. URL: <https://renewableh2.eu/stories/reducing-co2-emissions-by-95-the-green-steel-revolution/> (hämtad 2026-04-20).

SKGS (2024). *Industrins elbehov*. URL: <https://skgs.org/app/uploads/2024/06/Industrins-elbehov-SKGS-2024.pdf> (hämtad 2026-04-20).

Stegra (16 juni 2025). *Stegra's green hydrogen plant takes shape in Boden*. URL: <https://stegra.com/en/news-and-stories/green-hydrogen-plant-takes-shape> (hämtad 2026-04-20).

Svenska kraftnät (2023). *Främjande av ett mer flexibelt elsystem*. Svenska kraftnät. URL: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framjande-av-ett-mer-flexibelt-elsystem-deluppdrag-5-ei-r2023-18.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Svenska kraftnät (26 jan. 2024). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*. Svenska kraftnät. URL: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/lma_2024.pdf (hämtad 2026-04-21).

Sveriges Riksbank (2026). *Sök års- och månadsgenomsnitt valutakurser*. URL: <https://www.riksbank.se/sv/statistik/rantor-och-valutakurser/sok-ars--och-maadsgenomsnitt-valutakurser> (hämtad 2026-04-23).

Talukdar, Mayukh m. fl. (2024). "Techno-economic analysis of underground hydrogen storage in Europe". I: *iScience* 27.1, s. 108771. DOI: 10.1016/j.isci.2023.108771. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589004223028481> (hämtad 2026-04-22).

thyssenkrupp nucera (2024). *Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production*. URL: https://www.thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2024/10/thyssenkrupp-nucera_green-hydrogen_brochure_A4_241029_RZ_WEB.pdf (hämtad 2026-04-21).

U.S. Department of Energy (2022). *Advanced Liquid Alkaline Water Electrolysis Experts Meeting: Summary Report*. U.S. Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-04/liquid-alkaline-electrolysis-experts-meeting-report.pdf> (hämtad 2026-04-21).

U.S. Department of Energy (2024). *Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment*. U.S. Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/hydrogen-shot-water-electrolysis-technology-assessment.pdf> (hämtad 2026-04-21).

Varela, Christopher, Mahmoud Mostafa och Edwin Zondervan (2020). "Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: A scheduling approach". I: *International Journal of Hydrogen Energy*. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.111. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.111>

//ris.utwente.nl/ws/files/249961465/1_s2.0_S036031992034725X_main.pdf
(hämtad 2026-04-21).

Vattenfall (u.å.). *Elpriser*. URL: <https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/>
(hämtad 2026-04-21).

Vätgasbloggen (2 april 2023). *Elektrolys för vätgasproduktion*. URL: <https://vatgasbloggen.se/elektrolys-for-vatgasproduktion/> (hämtad 2026-04-20).

Wickström, Johan (7 april 2021). *Så påverkas Boden av det gröna stålet*. URL: <https://www.energi.se/artiklar/2021/april-2021/sa-paverkas-boden-av-det-grona-stalet/> (hämtad 2026-04-21).