

Modellering och ekonomisk analys för att undersöka implementering av batterilager och vätgassystem vid en biogasanläggning

Tor Thomsson, juni 2022





UPPSALA
UNIVERSITET

Modelling and economic analysis to investigate the implementation of a battery storage and hydrogen system at a biogas site

Tor Thomsson

Abstract

The interest in hydrogen as an energy carrier is growing. The whole world is investing in development of the technology surrounding hydrogen. In general the research surrounding hydrogen focuses on hydrogen as an energy carrier, either for transportation as fuel or for storage and usage at a more profitable time or in times of need. In Sweden most of the current research focus on the transportation sector. This thesis explores the other part, stored hydrogen used at a more opportune time. A biogas-plant outside Uppsala city is used as a case exploring if the investment in hydrogen production and storage in combination with a battery storage is economically feasible. A model of a battery, an electrolyser and a hydrogen storage were created in Simulink where the output is the power flow: optimised towards the highest economic profit. Then, an economic analysis is made to explore the feasibility of the investment. The results show that the investment is not feasible in 2021. If the investment cost of the hydrogen system is reduced by 60%, the maintenance costs are reduced by 20% and the profit is increased by 50% the investment becomes feasible with a payback period of 15,2 years. These changes are reasonable in the coming 10 to 20 years with hydrogen technology developing and an increasingly unstable electric grid allowing for higher compensation for frequency regulating services.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Martin Ahrne Ämnesgranskare: Jens Engström

Examinator: Petra Jönsson

Populärvetenskaplig sammanfattning

Att transportera energi är alltid en utmaning vare sig det är i form av bränslet som behöver köras till tankstationen, vaden som behöver huggas och fraktas till vedpannan eller elen som ska produceras långt upp i norr för att sedan i samma stund som den produceras användas upp av en stekplatta i Stockholm. Men när transporten av el från norra till södra Sverige inte fungerar behövs en annan energibärare, en enklare än el och miljövänligare än fossila bränslen. Med det i åtanke har stora summor satsats på att utveckla en effektiv produktion och konsumtion av vätgas. Vätgas är en energibärare som kan användas som bränsle, omvandlas till el effektivare än för en vanlig förbränningsmotor och lagras längre perioder för att användas när den behövs. Dessutom kan den framställas med en elektrolysör som endast behöver el och luft som bränsle. På så sätt kan el förhållandevis lätt omvandlas till vätgas, fraktas till en svåråtkomlig region och sedan omvandlas tillbaka till el.

Vätgasutvecklingen i Sverige går framåt. 2021 fanns 5 tankställen runt om i Sverige och flertalet stora industrier har börjat använda vätgas i sin produktion som ett fossilfritt alternativ till naturgas och propan. EU satsar redan nu 10 miljarder kronor och mer är på gång kommande årtionden. Produktionen i Sverige har mestadels inriktat sig på transportsektorn och framställningen av vätgas som bränsle, frågan är om det är den enda lösningen.

I denna rapport undersöks möjligheten att investera i vätgasproduktion i anslutning till en biogasanläggning med målet att tjäna pengar genom att bidra med balanseringstjänster på elnätet. Balanseringstjänster, eller frekvensreglering, går ut på att en producent eller konsument av el lovar att leverera/konsumera en viss effekt om elnätet blir instabilt. På så sätt kan pengar tjänas med endast ett batteri uppkopplat till elnätet. I systemet som undersöks i detta arbete kopplas vätgasproduktion och lager ihop med ett batteri för att undersöka om det går att få lönsamhet i en sådan investering. Det görs i samband med en biogasanläggning. Detta för att kunna utnyttja tillfällena när det inte är lönsamt att frekvensreglera och elpriset är för högt för att producera vätgas. Vid dessa tillfällen kan biogasanläggningens elbehov täckas för att spara pengar. Utifrån dessa tre val har en modell byggts som undersöker de mest lönsamma händelsevalen baserat på 2021 års elpriser. Sedan har en ekonomisk analys gjorts på resultatet från modellen och resultatet är att en investering år 2021 inte är lönsam. Investeringskostnaden behöver sjunka med 60%, de årliga kostnaderna med 20% och vinsten som fås från frekvensreglering och att täcka biogasanläggningens elbehov behöver öka med 50%. Det är dock inte hopplöst. Inom 10 till 20 år uppskattas kostnaderna ha sjunkit till dessa nivåer eller lägre. I och med att elnätet står inför utmaningar när industrier och transportsektorn i allt större utsträckning elektrifieras samtidigt som kärnkraften avvecklas väntas ersättningen för frekvensreglering att öka inom samma tidsram.

Exekutiv sammanfattning

Intresset för vätgas som energibärare växer. Hela världen investerar i forskning kring vätgas. Oftast inriktar forskningen sig på vätgas som en energibärare med två tydliga huvudfokus: som bränsle för transporter eller för lagring och att använda energin vid ett bättre tillfälle. I Sverige fokuserar den mesta forskningen på transportsektorn. Denna rapport bearbetar den andra delen, att använda vätgas för lagring och utnyttja den vid ett mer lönsamt tillfälle eller vid behovssituationer, till exempel då elnätet blir instabilt. En biogasanläggning utanför Uppsala används som ett fall för att undersöka om investeringen i vätgasproduktion och lagring i kombination med ett batterilager är ekonomisk lönsamt. En modell av ett batteri, en elektrolysör och ett vätgaslager skapades i Simulink där utparametern är effektflödet optimerad mot ekonomisk lönsamhet. Sen undersöktes systemet ekonomiskt utifrån effektflödet för att undersöka om investeringen var lönsam. Resultatet visade att så inte var fallet: det krävs en sänkt investeringskostnad för vätgassystemet med 60%, de årliga kostnaderna behöver sjunka med 20% och den årliga vinsten behöver öka med 50% för att investeringen ska bli lönsam med en återbetalningstid på 15,2 år. Dessa förändringar kan dock ske inom de kommande 10 till 20 åren då vätgasteknologin fortsätter utvecklas samtidigt som ett allt mer instabilt elnät bidrar till möjligheten för ökad ersättning för frekvensregleringstjänster.

Förord

Jag vill rikta ett stort tack till alla som hjälpt till vid detta examensarbete! Christoffer Aalhuizen som hjälpt till med expertkunskaper och dessutom lagt den extra energin bara för att underlätta. Den kloka och väldigt bra ämnesgranskaren Jens Engström som alltid varit så snabb på att svara. All hjälp och råd från BioDriv Öst som alltid lyssnat, kommit med råd och tankar och dessutom läst igenom och kommenterat rapportens utkast: Martin Ahrne, Björn Isaksson, Lovisa Gustafsson och Felix Ek. Lovisa Forsell och Katja Orrenius som hjälpt till med motivation, uppstarten av examensarbetet och som bollplank.

Sammanfattningsvis tack alla, nämnd eller inte, som hjälpt till med svar på alla frågor jag haft och som ägnat mig en extra tanke!

Innehåll

1	Introduktion	1
1.1	Inledning	1
1.2	Bakgrund	2
1.3	Syfte	3
1.4	Frågeställning	3
1.4.1	Delfrågeställningar	3
2	Teori	4
2.1	Sol	4
2.2	Vätgas	4
2.3	Batteri	5
2.4	Frekvensreglering	5
2.5	Ekonomisk analys	7
2.5.1	Beräkningar	7
3	Metod	10
3.1	Data	10
3.2	Modellering i Simulink	11
3.3	Effektberäkning	14
3.4	Ekonomisk analys	15
3.4.1	Data	15
3.4.2	Beräkning	17
4	Resultat	18
4.1	Modellering	18
4.1.1	Med vätgasproduktion	18
4.1.2	Utan vätgasproduktion	20
4.2	Ekonomi	21
4.3	Känslighetsanalyser	24
4.3.1	Investeringskostnad	25
4.3.2	Restvärde	25
4.3.3	Årlig kostnad	26
4.3.4	Årlig vinst	26
4.3.5	Kalkylränta	26

4.3.6	Vätgaslagrets storlek	27
4.3.7	Vätgas till bränsle	28
4.3.8	Elpris	30
4.3.9	Frekvensreglering	30
4.3.10	Aktivering av frekvensbud	30
4.3.11	Elprisgräns för vila	31
4.3.12	Urladdningshastighet	32
4.3.13	Sammanfattning känslighetsanalyser	33
5	Diskussion	36
5.1	Frekvensregleringen	36
5.2	Batterimodellen	36
5.2.1	Storlek	36
5.2.2	Urladdningshastighet	36
5.2.3	Typ av batteri	37
5.2.4	Batteri till frekvensreglering	38
5.2.5	Energisäkerhet	38
5.2.6	Miljöpåverkan	39
5.3	Vinstantaganden	40
5.4	Elpriset	40
5.5	Användning av vätgas	40
5.5.1	Lönsamhet	41
5.5.2	Frekvensreglering eller bränsle	42
6	Slutsatser	43
7	Litteraturförteckning	45
8	Appendix	50

1 Introduktion

1.1 Inledning

Vätgasproduktion och möjligheter kring detta är en växande fråga i dagens samhälle. Som produkt har vätgas växt de senaste åren och framförallt är det vid tillgängligheten av spillprodukter som det setts som aktuellt, så som i Berlevåg i norra delen av Norge. Där finns den vindkraftspark i världen med högst verkningsgrad som har stora utmaningar att nyttjas optimalt då elnätets kapacitet är begränsad och det är tidskrävande och dyrt att bygga ut. Därför har satsningar gjorts på att grön ammoniak ska produceras för att sedan användas som grönt, miljöklassat, fartygsbränsle. Först produceras vätgas och sedan omvandlas den till ammoniak (Franzén 2021). En viktig drivkraft för vätgasutvecklingen är viljan att bli fossilfria, så som LKAB:s önskan om att producera fossilfritt stål. I ett av deras delprojekt, HYBRIT, utvecklar de metoder för att reducera bort syret i järnmalmen med hjälp av fossilfri vätgas vilket då gör processen fossilfri. Dagens reduktionsteknologier utgår från utnyttjandet av kol till reduktionen (HYBRIT n.d.).

Idag finns endast ett fåtal ställen att tanka vätgas som drivmedel. Det finns totalt fem tankställen i Sverige: Umeå, Sandviken, Göteborg, Mariestad och Arlanda flygplats. Det och den förhållandevis höga investeringskostnaden ledde till att det 2021 endast rullade ett 50 tal bilar som drevs med vätgas. Fler tankstationer är på gång genom projektet Nordic Hydrogen Corridor som flertalet företag samarbetar för att finansiera, med stöd från EU. Tre städer har skrivit på avsiktsförklaringar för att bygga nya tankstationer: Trelleborg, Uddevalla och Markaryd (Alpman 2021).

Vätgaspriset som drivmedel ligger idag på 80-90 SEK per kg vilket motsvarar en kostnad på ungefär 9 SEK per mil (Alpman 2021, Vätgas Sverige 2017, Nohrstedt & Kristensson 2021). I framtiden tros bränslepriserna sjunka så lågt som 10 SEK per kg om elektrolysörerna och den förnybara kraften kan sjunka kraftigt i pris (Nohrstedt & Kristensson 2021).

Intresset för vätgas som drivmedel växer och i resten av världen har den redan tagit stora kliv framåt. Till exempel satsar EU stort på vätgas som energibärare, med huvudfokus på energilagring där vätgas används som drivmedel eller för lagring (European commission 2020b). För en biogasanläggning finns ingen direkt spillprodukt att tillgå. Vid förnybar produktion är det generellt fallet där produktionen är högre än konsumtionen som spillprodukter uppstår. Ser man på en vanlig biogasanläggning är de extra arealen som är vanliga kring anläggningarna inte tillräckligt stora för att täcka energibehovet, till exempel om solceller byggs som i denna rapport. Därför krävs andra smarta lösningar eller drivkrafter för att vätgas ska vara aktuellt.

I Sverige har det huvudsakliga intresset kretsats kring vätgas som drivmedel men i och med de stora satsningarna på vätgas för lagring väcks också frågan om vätgas kan användas för att hjälpa elsystemet med balanseringsproblematiken som finns och ser ut att växa (*Svenska Kraftnät 2021c*). För att en biogasanläggning ska ha möjligheten att implementera vätgasproduktion på frekvensmarknaden undersöks därför lösningen med att kombinera ett vätgaslager med ett batterilager. Detta då vätgaslagret kan ha förhållandevis lång svarstid men kan lagra stora mängder över långa perioder medan ett batterilager kan laddas upp och ur snabbt men inte lagra större mängder energi och inte i längre perioder. Ett batterilager kan laddas samtidigt som det laddas ur vilket innebär att ett relativt litet batteri kan arbeta med betydligt högre effekter om ett vätgaslager samtidigt laddar upp batteriet. Denna lösning kommer undersökas för att se om det finns en ekonomisk potential i det utnyttjandet av vätgas i anslutning till en biogasanläggning med viss elkonsumention.

1.2 Bakgrund

Uppsala Vatten AB äger biogasanläggningen vid Kungsängens gård utanför Uppsala. Då intresset för vätgas vuxit i världen uppmärksammades också detta i samband med kombinationen av biogasproduktion då vätgas kan utnyttjas för att öka utbytet av biometan (biogas) vid produktionen av biogas. Vid produktionen av biogas bildas koldioxid som sedan kan få reagera med vätgasen och därigenom bilda extra biogas (*Swedegas n.d.*).

Idag har Kungsängens gård biogasproduktion där produktionen ligger kring sin maxkapacitet året runt. Det finns därför inte så mycket utvecklingsområden kring mer biogasproduktion om inte anläggningen ska byggas ut. Därför är det intressant med övriga resurser, så som solceller eller vätgas, som skulle kunna ha ekonomiska eller säkerhetsmässiga värden vid anläggningen. Vätgas har flera möjliga användningsområden så som lager för långtidslagring vid krissituation, användning som stöd till elnätet eller möjligheten att omvandla vätgasen till biogas som gör att implementeringen vid en biogasanläggning kan vara aktuell. Om behovet finns kan vätgas användas för att bilda extra biogas, vilket också är en möjlighet för biogasanläggningen om det investeras i vätgas.

Intresset för vätgas plockade BioDriv Öst upp och utformade två examensarbeten på Master-nivå: ett för att undersöka möjligheterna för vätgasproduktion vid normal drift och den ekonomiska potentialen i det (detta arbete) och ett för att undersöka möjligheten att utnyttja vätgaslager vid krissituationer och möjligheten för biogasanläggningen att fungera i så kallad ö-drift där anläggningen körs bortkopplad från elnätet (*Orrenius & Forsell n.d.*). Båda studierna arbetar med programmet MATLAB och dess tillägg Simulink för att modellera de olika delarna och undersöka effekttflöden.

1.3 Syfte

Att undersöka den ekonomiska potentialen för vätgasproduktion i kombination med ett batterilager där huvud-inkomsten/besparingen kommer från frekvensreglering och täckande av biogasanläggningens elbehov; Biogasanläggningens elbehov sänks delvis av installerade solceller. Biogasanläggningen vid Kungängs gård användes som ett exempel för att skapa en modell av och utifrån det undersöka om det var aktuellt för fler biogasanläggningar i liknande storleksordning att utnyttja kombinationen av batterilager samt vätgasproduktion och lager vid normaldrift. Modellen användes för att få ut aktuella värden på mängden effekt tillgänglig utifrån flertalet antaganden. Dessa värden användes sedan som grund till den ekonomiska analysen för att undersöka aktualiteten vid vätgasproduktion i kombination med ett batterilager. Känslighetsanalyser användes som ett verktyg för att verifiera modellen och den ekonomiska analysen.

1.4 Frågeställning

Är det ekonomiskt lönsamt för en biogasanläggning att investera i vätgasproduktion, vätgaslager, batterilager och förnybar elproduktion?

1.4.1 Delfrågeställningar

- Hur kan kombinationen av ett batterilager, vätgasproduktion, lagring av vätgas och solceller verka på frekvensmarknaden?
- Hur påverkar elpriset det utforskade systemet?
- Vad skulle krävas för att investeringen ska bli lönsam?
- Finns det en ratio mellan batteristorlek och vätgaslagerstorlek som är mest lönsam?
- Är frekvensreglering det mest lönsamma utnyttjandet av vätgasen sett mot försäljning av vätgas som bränsle?

2 Teori

Teori-delen kommer presentera de formler och förutsättningar som ligger till grund för de olika delarna av modelleringen och den ekonomiska analysen. Metoden presenterar sedan tillvägagångssättet utifrån teorin presenterad i detta kapitel.

2.1 Sol

Solcellen som fanns i Simulink och var grunden till solmodellen definierades av ekvation 1. Ekvation 2 definierar den solgenererade solströmmen I_{ph} i ekvation 1.

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(e^{\frac{V+I * R_s}{N * V_t}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{V+I * R_s}{N_2 * V_t}} - 1 \right) - \frac{V + I * R_s}{R_p} \quad (1)$$

$$I_{ph} = I_r \left(\frac{I_{ph0}}{I_{r0}} \right) \quad (2)$$

Inparameter var instrålningen på solcellen i W/m^2 vilket genererade värdet för I_r . Modellen i Simulink bestod av en parallel kombination av strömkällor, två exponentiella dioder och en parallel resistor (R_p) som var kopplade i serie med en resistans (R_s). Strömmen ut, I , definieras av ekvationerna 1 och 2.

Variablernas betydelse i ekvation 1 och 2:

- I_{ph} - den solgenererade strömmen
- I_{s1} och I_{s2} - mättnadsströmmen i dioderna
- V_t - termiska spänningen
- N och N_2 - diodernas emissions-koefficienter
- I_{ph0} - den uppmätta solgenererade strömmen vid instrålningen I_{r0}

2.2 Vätgas

Elektrolysören definierades av formlerna 3 och 4 som beskriver övergången från vatten till vätgas. Ekvation 3 visar på mängden vätgas som produceras i mol vilket sedan konverteras i modellen till kg. Från dessa och omvandlingar mellan enheter erhöles producerad mängd vätgas ut med endast ström som inparameter.

$$n_{H_2} = \frac{n_F n_c i_e}{2F} \quad (3)$$

$$n_F = 96.5 e^{\frac{0.09}{i_e} - \frac{75.5}{i_e^2}} \quad (4)$$

F står för Faradays koefficient och är 96 485 341 i enheten C/kmol.

Energibehovet för att spjälka vätgas från vatten sattes till 55 kWh/kg och detta gav energibehovet för var timme (kWh/h).

Lagret utgick från att energidensiteten på vätgasen var 39,4 kWh/kg och att kompressionen från atmosfäriskt tryck till 70 MPa (antaget tryck vid lagring) konsumerade 6 kWh/kg. Detta tryck är i högre ordning, tillräckligt högt att användas vid bränsle till större fordon. Det högre trycket ger dock också högre energidensitet som annars brukar ligga kring 35 kWh/kg, men även högre energikonsumtion vid trycksättningen. Genom multiplikation erhöles sedan den tillgängliga energin i lagret och energiåtgången per inmatad kg vätgas. När vätgasen användes till frekvensreglering användes en bränslecell för omvandlingen och denna hade en effektivitet på 60% (antaget från LRF (2020), Büchi et al. (2014), Nohrstedt (2018) som ett medelvärde) vilket representerades med en multiplikation av utgående energimängd med faktorn 0,6. På det sättet var utparametrarna lagrad effekt samt energiåtgången i kWh/h och inparametern mängden vätgas i kg/h.

2.3 Batteri

Batteriet har ingen fysisk representation utan antogs ha en urladdningshastighet som endast begränsades av den angivna storleken given som en grundparameter vid beräkningen av tillgänglig effekt i batteriet, hela tillgängliga effekten laddas ur på en timme. Batteriets angivna storlek i modellen var inte en fysisk representation av storleken utan istället den totala tillgängliga energin i batteriet då rekommendationerna kring skötsel av litium-jon batterier följs, batterierna ska inte laddas upp över 80% eller ur under 20%. Därför var batteriets storlek 40% större än angivet i simuleringen; Till exempel vid en angiven simuleringsstorlek om 500 kWh är batteriets aktuella storlek $500 * 1,4 = 700$ kWh.

Urladdningseffektens hastighet anges ofta i C-rate, förkortat C, för batterier. 1C betyder att batteriet laddar ur sin fulla effekt på 1 timme. En full urladdning på 30 minuter skulle därför motsvara 2C och en full urladdning på 2 h skulle motsvara 0,5 C (Batteriföreningen n.d.).

2.4 Frekvensreglering

Frekvensregleringen bestämdes utifrån den marknad som hade högst pris. De aktuella marknaderna att frekvensreglera på var FFR, FCR-D upp och FCR-N. Dessa har olika krav som alla uppfylls av de tekniska egenskaperna för ett batterilager. Dessa krav presenteras nedan (Svenska Kraftnät 2021 a,b,d).

FFR:

- Minsta budstorlek: 0,1 MW
- Kräver 100% aktivering mellan 0,7-1,3 sekunder beroende på frekvensnivån
- Uthålligheten är endast 30 sekunder
- Repeterbarheten är inom 15 minuter
- Volymkrav på cirka 100 MW

FCR-D upp

- Minsta budstorlek: 0,1 MW
- Aktivering av 50% inom 5 sekunder och 100% inom 30 sekunder
- Uthålligheten är minst 20 minuter
- Avser endast uppreglering (finns även FCR-D ned)
- Volymkrav på cirka 580 MW

FCR-N

- Minsta budstorlek: 0,1 MW
- Aktivering av 63% inom 60 sekunder och 100% inom 3 minuter
- Uthållighet i 1 timme
- Avser både upp- och nedreglering
- Volymkrav på ca 240 MW

För att kunna uppfylla dessa krav antogs att all effekt laddas ut på elnätet genom batteriet vid frekvensreglering. Ett annat alternativ hade varit att använda elen direkt från bränslecellen till att frekvensreglera men då dess svarstid inte kunnat leva upp till kraven om 100% aktivering inom 1,3 sekunder togs det inte med i modellen. Grundtanken var att batteriet börjar att ladda ur med full urladdningseffekt (5C) de första sekunderna innan bränslecellen genererar tillräcklig effekt för att ladda upp batteriet samtidigt. På så sätt kan full effekt garanteras under hela timmen även om bränslecellens svarstid är lite för långsam enligt de tekniska kraven. Belastningen sätts dock på batteriet och det är därför det antagits att Litium-Polymer batterier som klarar 5C använts.

Volymkravet nämnt ovan är från Svenska Kraftnäts hemsida och visar på den volym som i snitt behövs för Sverige, alltså en uppskattning på den mängd effekt som kommer bli avropad var timme i Sverige.

Den minsta budstorleken visar på det som krävs för att buda på dessa frekvensmarknader är 100 kW. Därför är alla dessa marknader aktuella för denna rapport medan exempelvis aFRR inte är aktuellt då de tekniska kraven blir svåra att uppfylla. För jämförelse presenteras de tekniska kraven för aFRR nedan.

- Minsta budstorlek: 5 MW
- Aktivering av 100% inom 120 sekunder
- Uthållighet 1 timme
- Volymkrav på ca 140 MW

Det svåra att uppnå för detta case vid Kungsängs gård var budstorleken om 5 MW. I övrigt passade kraven väl överens med användandet av bränslecellen som effektkälla för arbete mot effektmarknaden. Vid en större anläggning som inte vill begränsas av att ha ett batteri som intermediär kan det därför vara aktuellt att undersöka möjligheterna att använda bränslecellen direkt mot elnätet och frekvensreglera mot andra frekvensmarknaden, förslagsvis aFRR, mFRR och kanske FCR-N.

2.5 Ekonomisk analys

2.5.1 Beräkningar

Från investeringskostnaderna, den årliga vinsten och de årliga kostnaderna beräknades återbetalningstiden i ekvation 5 och 6.

$$y = \frac{I}{B} \quad (5)$$

$$B = a - b \quad (6)$$

Återbetalningstiden har symbolen y , investeringskostnaden I , inbetalningsöverskottet B (som presenteras i ekvation 6), årliga vinsten a och den årliga kostnaden b .

Nuvärdesmetoden användes också för att få en uppskattning på dagens värde på investeringen. En investering är lönsam om nuvärdet är större än investeringskostnaden. Nuvärdet, NV presenteras i ekvation 7.

$$NV = NV_{fa} * RV + NS_{fa} * B \quad (7)$$

Denna ekvation beräknas med hjälp av nuvärdesfaktorn, NV_{fa} (se ekvation 8) nusummefaktorn, NS_{fa} (se

ekvation 8 och 9), restvärdet RV och investeringskostnaden.

$$NV_{fa} = (1 + r_k)^{-n} \quad (8)$$

$$NS_{fa} = \frac{(1 - (1 + r_k)^{-n})}{r_k} \quad (9)$$

För att ta reda på vilken investering som ger mest pengar tillbaka per investerad krona används nuvärdeskvoten, se ekvation 10. En lönsam investering har en nuvärdeskvot större än ett.

$$NV_{kv} = \frac{NV}{I} \quad (10)$$

När flertalet olika livslängder finns för investeringarna är annuitetsmetoden en bättre metod än nuvärdesmetoden. Annuitetsmetoden beräknades som en årlig kostnad för investeringen och jämfördes sedan med inbetalningsöverskottet för att få en indikation om investeringens årliga lönsamhet kallat överskottet, O (se ekvation 11).

$$O = B - AN \quad (11)$$

Annuiteten, AN , beräknas med hjälp av annuitetsfaktorn, AN_{fa} (se ekvation 12), och nuvärdesfaktorn, $NV_{fa,n}$, för var investering med olika livslängd, n , investeringskostnaden och restvärdet (se ekvation 13).

$$AN_{fa} = \frac{r_k}{1 - (1 + r_k)^{-n}} \quad (12)$$

$$AN = AN_{fa} * (I - NV_{fa,n} * RV) \quad (13)$$

En metod som kan vara bra att använda vid undersökningar kring vilken kalkylränta som ska användas är internräntemetoden. Med denna metod fås ut hur hög kalkylräntan kan vara för att investeringen ska gå med nollresultat vid jämförelse med om pengarna i stället investerats i fonder eller liknande som ger avkastning motsvarande den antagna kalkylräntan. Detta gjordes genom att ställa upp ekvation 14, omskriven till ekvation 15. Sedan bröts r_k ut från detta och beräknades.

$$I = B * NS_{fa} + RV * NV_{fa,n} \quad (14)$$

$$I = B * \frac{1 - (1 + r_k)^{-n}}{r_k} + RV * (1 + r_k)^{-n} \quad (15)$$

För att underlätta beräkningarna (erhålla samma livslängd på batteriet och vätgassystemet) antogs en dubbel livslängd på batteriet under premissen att investeringskostnaden och restvärdet dubblades. Nuvärdet sågs ändå vara samma som en dubbelt så stor investering med dubbel livslängd då batteriets pris i aktualitet ses kunna minska över åren, även om batteriet som valts är ett mer avancerat batteri av typen Litium-

Polymer. Det innebär att i den ekonomiska analysen beräknades batteriet med en livslängd av 20 år men med dubbel investeringskostnad, dubbelt restvärde och dubbel årlig kostnad. Detta även fast livslängden egentligen antogs till 10 år. På så sätt erhöles samma livslängd som vätgasset vilket underlättade beräkningarna av nuvärdet för hela systemet.

3 Metod

3.1 Data

Data som användes i rapporten är från flertalet olika källor vilka redovisas nedan. Generellt var målet att erhålla data för var timme under året 2021 för att kunna använda i modellen. Högre upplösning ansågs dels väldigt tidskrävande att få tag på, i vissa fall omöjlig, och dels blev modellen onödigt komplicerad.

Solinstrålning

Datan erhöles från STUNS ([STUNS Energi Öppna Data n.d.](#)). Datan berörde året 2021 och hade upplösningen på 5 minuter. Därför togs ett medelvärde på 12 värden som sedan blev representativt för den timmen. Året 2021 hade en årsvis solinstrålning som var något lägre än det glidande medlet. Därför var 2021 ett förhållandevis bra år att använda då det inte sticker ut från mycket från det statistiska väntade värdet ([SMHI 2022](#)).

Där det fanns tomma punkter i datan, värden saknades, ersattes dessa via linjär interpolation från kringliggande värden.

Biogasanläggningens elkonsumtion

Datan erhöles från Uppsala Vatten AB:s anställda Olle Levin ([Levin n.d.](#)). Den berörde både biogasanläggningen vid Kungsängens gård och reningsverket i närheten men endast Kungsängens gård användes. Året 2021 valdes ut och upplösningen var på timme.

Elpris

Elpriset erhöles från Nordpools databas ([Nordpool n.d.](#)). Värdet är taget från Day-ahead marknaden, kallad Elspot, och är timdata för 2021.

Värdet för överföringsavgiften togs från Vattenfalls hemsida ([Vattenfall n.d.](#)). Biogasanläggningen vid Kungsängens gård har ett effektabonnemang enligt N3, hög spänning och i söder. Överföringsavgiften skiljer sig mellan vardagar och övriga dagar, därför har var dag under året omvandlats till 24 timmar som lagts in i en 8760x1 vektor.

Spotpriset och överföringsavgiften adderades för att skapa elpriset som användes i modellen. Ingen skatt adderades då biogasanläggningen är skattefri.

Frekvenspris

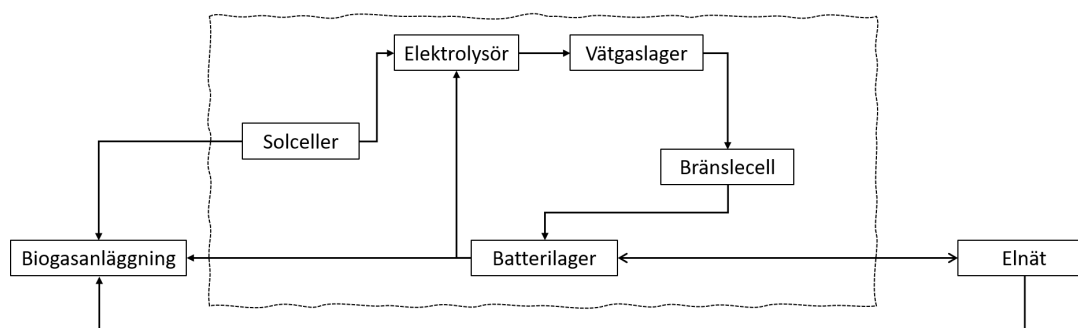
Priset på frekvensmarknaden erhöles från Svenska Kraftnäts databas Mimer ([Svenska kraftnäts databas Mimer n.d.a,n](#)). De marknader som användes var FCR-D Upp, FCR-N samt FFR och perioden var 2021. Timvärden erhöles och för FCR erhöles hela 2021. För FFR-marknaden erhöles per vecka som FFR aktiverats, totalt 26 veckor under 2021.

Medelpriset under hela året 2021 var för de olika marknaderna: FCR-D upp 0,465 SEK/kWh, FCR-N 0,390 SEK/kWh och FFR 0,209 SEK/kWh.

3.2 Modellering i Simulink

Undersökt system

Det undersökta systemet och dess komponenter kan ses i figur 1. Det som fanns som utgångspunkt var biogasanläggningen och elnätet, alla andra delar är teoretiska och har modellerats i Simulink (markerat område i figur 1).



UNDERSÖKTA SYSTEMET

Figur 1: Översikt över systemet och dess olika delar i modellen

Vätgasanläggning

Vätgasanläggningen bestod av två delar: produktion och lagring. Dessa representerades av en elektrolysör och ett lager. Modellen för elektrolysören erhöles med hjälp av examensarbetet [Orrenius & Forsell \(n.d.\)](#). Denna berodde av strömmen in (A/h) som beräknades om till en producerad mängd vätgas ut (kg/h). Även energibehovet (kWh/kg) matades ut från modellen.

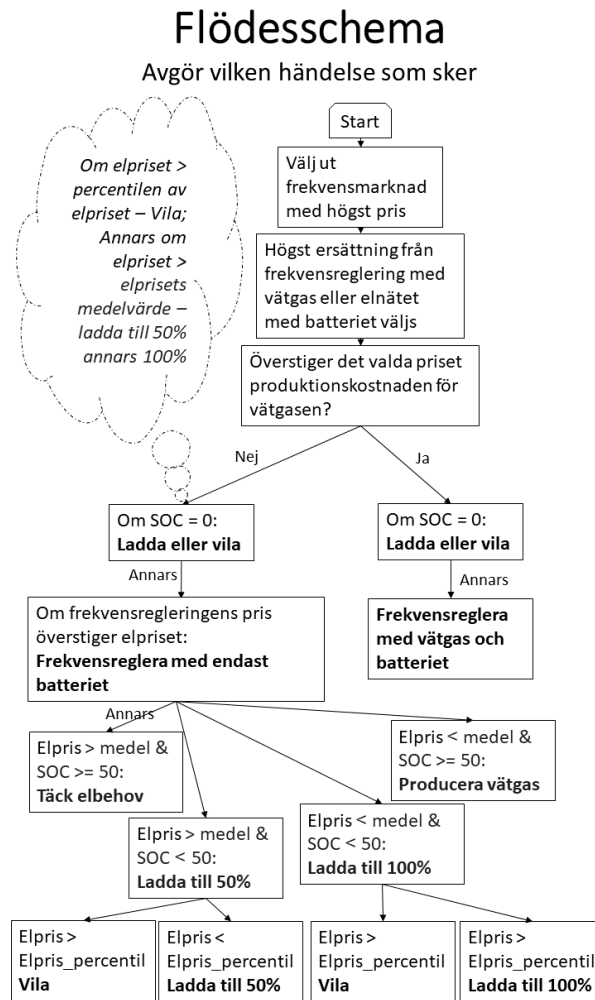
Lagret tog in mängden vätgas från elektrolysören (kg/h) och matade ut den lagrade energin för var timme (kWh/h) samt energibehovet som krävdes för att komprimera gasen till 70 MPa vilket är samma som 70 bar

(kWh/h). Dessa värden var för var timme och därför summerades denna output för att ge ett kumulativt värde, där använd gas subtraherades, för att kunna användas till att visa tillgänglig effekt i vätgas (kWh/h) till frekvensregleringen var timme.

Batterilager och styrning

Batterilagret var skapad som en flödesanalys för att undvika att arbeta med spännings- och strömberoenden. Med hjälp av switchar och logiska operationer avgjordes styrningen och sedan sköttes tillgängliga laddningen i batteriet (State Of Charge - SOC) utifrån ett script som satte tillgänglig effekt till en viss nivå beroende på utförd åtgärd. Generellt användes hela batteriets tillgängliga effekt av händelserna så att den angivna effekten på batteriet i realiteten är urladdningseffekten och inte batteriets fysiska storlek.

Styrningen utgick från det primära målet att det mest ekonomiska skulle väljas för var timme, se figur 2. Därför jämfördes först de aktuella frekvensmarknaderna och vilken av dem som gav bäst pris. Detta jämfördes sedan med elpriset utifrån tillgänglig effekt att utnyttja för att välja den som gav högst vinst/besparing. Därifrån undersöktes om det priset som valts var högt nog för att ge en vinst vid användning av vätgas. Först undersöktes det om batteriet var urladdat, om det stämde undersöktes om elpriset var lågt nog för att ladda batteriet: om ja gjordes detta. Annars vilade systemet. Om det gav vinst och det fanns laddning i batteriet aktiverades frekvensreglering med vätgas. Annars undersöktes först om frekvensreglering var aktuellt med batteriet. Om inte valdes mellan fyra olika alternativ utifrån elpriset och tillgänglig SOC. Om elpriset var över medel och $SOC \geq 50$ täcktes biogasanläggningens elbehov och om $SOC < 50$ laddades batteriet till 50%. Om elpriset däremot var lägre än medel och $SOC \geq 50$ producerades vätgas medan om $SOC < 50$ så laddades batteriet upp till 100%. Detta flöde kan ses i figur 2. I grova drag kan det beskrivas som att högt elpris betyder täckning av elbehovet, lågt elpris produktion av vätgas och där emellan frekvensreglering (elnätet är generellt instabilare vid förändringar i elpris vilket leder till högre ersättning för balanstjänster).



Figur 2: Styrningen som visar vilken händelse som väljs utifrån inparametrarna och prioritetsordning uppifrån och ned i figuren

Frekvensreglering

Frekvensregleringen bestäms på timbasis och planeras minst en dag i förväg då bud för aktuell frekvensreglering måste läggas på marknaden minst 24 h i förväg. I modellen uppskattades detta dock endast med ett pris och ett antagande om att bud läggs på den marknad som från tidigare år erbjudit högst pris den timmen. Simuleringen gav därför endast en uppskattning på hur mycket effekt som lagts bud för och antar att allting används samma timme, vilket inte är helt representativt i verkligheten där alla bud inte avropas och framförallt aktiveras sällan hela effekten på budet. Det kan ses i databasen EntsoE ([EntsoE](#), [Transparency Platform n.d.](#)) där avropade och aktiverade bud visas och där väldigt små mängder av buden var aktiverade. Generellt sker viss aktivering i elprisområdena SE1 och SE2; I SE3 och SE4 är det dock mindre än en procent

som aktiveras. Detta diskuteras mer i kapitel 5.1.

I modellen antogs endast uppladdning ske då de tre marknader som valdes mellan var Fast Frequency Response (FFR), Frequency Containment Reserve Normal (FCR-N) och Frequency Containment Reserve Disturbed Upp (FCR-D upp). När FCR-N avropas kan både upp och ned-reglering krävas och därför var detta en förenkling utifrån vad som gav mest, ingen anpassning gjordes i modellen så som att kräva att SOC = 50 för att FCR-N bud skulle räknas med.

Resultatet som erhöles från modellen var totala effekten levererad för frekvensreglering om varje timmes bud avropats och använts till 100%.

Solcellsanläggning

Solcellsanläggningen erhöles från [Orrenius & Forsell \(n.d.\)](#) och utgick från Simulinks cellmodell för en enskild solcell men sedan ihopsatt för att ge en rimlig storlek på solcellsanläggningen, matchande 220 kWp som var aktuellt för Kungsängs gård (givet av Olle Levin, framtaget av Staffan Gunnarsson på kommunens energirådgivning) ([Levin n.d.](#)). Input i modellen var solinstrålningen i timvärden.

3.3 Effektberäkning

Från modellen erhöles en etta eller nolla för varje effektlödes-alternativ, händelse, för var timme. Detta kunde då tas ut som en vektor som sedan kunde summeras där summan visade på antalet timmar den specifika händelsen hade aktiverats. För att sedan erhålla effektlödet för varje händelse kunde detta multipliceras med den tillgängliga effekten i varje timme vilket gjordes i modellen. På så sätt kunde den totala effekten för var händelse avläsas.

För de flesta händelser multiplicerades aktiveringen med den tillgängliga effekten i batteriet (som alltid laddades ur fullt enligt modellens värde vid aktivering av någon av händelserna som inte var vila). Den enda skillnaden var för frekvensreglering med vätgas som då använde hela batteriets effekt samt den tillgängliga effekten av vätgas, dock maximalt fyra gånger batteriets kapacitet då batteriets urladdnings- och laddningshastighet begränsade. Totalt kunde alltså bud läggas på fem gånger batteriets kapacitet. Detta gällde förstås då urladdningshastigheten 5C antogs, när andra hastigheter testades gällde den hastighetens kapacitet.

3.4 Ekonomisk analys

3.4.1 Data

Investeringskostnad

Investeringskostnaderna för vätagasens elektrolysör och lager erhöles från offerter från flertalet företag genom projekt kopplade till BioDrivÖst. Det var därför preliminära uppskattningar på kostnaderna från företagets sida, den faktiska kostnaden är sannolikt lite högre då offerter sällan lyckas inkludera alla kostnader. Kostnaderna har jämförts med flertalet andra källor för att se att dem var rimliga i sammanhanget och var i storleksordningen 16 000 SEK/kW för elektrolysören och 35 000 SEK/kg lager inklusive kompressor (Guerra et al. 2019, Kendall et al. 2020, Vickers et al. 2020, Sonal 2020). Kompressorn i lagret stod för den största delen av kostnaden, kring fyra femtedelar av investeringskostnaden.

Bränslecellens kostnad erhöles huvudsakligen från UK (2010). Sedan har Kleen & Padgett (2021) och Arnold (2017) använts som verifiering av storleksordningen. Bränsleceller skiljer sig avsevärt i investeringskostnad mellan fordonsnytta och stationära enheter. Det kommer sig huvudsakligen av att olika livslängder behövs då en bil med bränslecell med livslängd på 10 000 timmar ändå kan köra 50 000 mil med en snitthastighet på 50 km/h. En stationär bränslecell behöver dock jobba hårdare och kan ha så mycket drifttid som halva året, cirka 4000 timmar per år. För att då få en tillräckligt lång livstid krävs att de stationära applikationerna har närmare 100 000 timmars livslängd. I denna rapport var dock drifttiden 186 timmar per år vilket innebar att en livslängd på 10 000 drifttimmar gav en livstid på 53 år. Därför antogs priset utifrån fordonsbränsleceller, även om dessa inte finns på marknaden i den storleksordning som söks här. Priset som antogs var 950 SEK/kW även om dagens pris var uppskattat till 720 SEK/kW enligt Kleen & Padgett (2021), detta då storleken i detta fall var långt över marknadsmodellen och därför kunde vara högre. Priset för stationära var kring 10 000 SEK/kW och storleksordningen har erhållits från Vickers et al. (2020), Sonal (2020), Wei et al. (2020) och IEA (2019).

Investeringskostnader för solcellerna erhöles från Staffan Gunnarsson, Energi- och Klimatrådgivare i Uppsala län, i mailkonversation (Gunnarsson n.d.). Uppskattningsvis kostar solcellerna normalt 7000-9000 SEK/kWp men under 2021 och början på 2022 ökade råvarupriserna och transportkostnaderna med 10-20% till ungefärligt mellan 8000-11000 SEK/kWp. Denna rapport undersökte dock på längre sikt och i längden är det troligare att priserna sjunker igen. Dessutom var den potentiella anläggningen på 220 kWp i fallet för Kungsängs gård en i storleksordningen större anläggning vilket innebar att priset sannolikt kunde hållas i det nedre spannet. Med dessa resonemang antogs en kostnad på 8000 SEK/kWp i modellen. Gunnarsson (n.d.) skrev också att inget direkt underhåll behövs, endast en årlig tillsyn. En sådan tillsyn inkluderas inte i den ekonomiska analysen i denna rapport då den antas ha för låg kostnad.

Batterilagrets investeringskostnad har erhållits från flertalet källor i ett annat projekt som genomfördes i samverkan med BioDrivÖst (Johnson et al. 2020, Klein & Lantz 2019, Energimyndigheten 2019, Göhlich et al. 2018, Lindgren 2017, Arif et al. 2020, Al-Saadi et al. 2021, Houbbadi et al. 2019, Ding et al. 2021) som sedan verifierats med hjälp av Naderipour et al. (2022), Mayyas et al. (2022) i detta arbete. Priset är i storleksordningen 3000 SEK/kWh men då Litium-Polymer batterier med upp- och urladdning på 5C antas så har detta pris dubblerats för att uppnå en mer verklig uppskattning.

Årliga kostnader

Underhållskostnaderna, de årliga kostnaderna, för elektrolysören och vätgaslagret antogs utefter stationära system i liknande prisklasser som den antagna investeringskostnaden. Underhållet för elektrolysören sattes utefter Kendall et al. (2020) medan underhållet för lagret antogs vara 1% av investeringskostnaden.

Underhållet för bränslecellerna antogs vara omfattande då det behövdes ett byte av bränslecells-staplarna ungefär tre gånger under livstiden av en bränslecellsmodul (FCHJU 2015). Därför antogs underhållet också utefter stationära stationer även om investeringskostnaderna för dessa var avsevärt högre än antagna värden. Det antogs dock att det inte är livslängden som påverkar underhållskostnaderna utan huvudsakligen modulstorleken och att det därför var rimligare att ha samma underhåll som de stationära modulerna. Underhållskostnaderna för bränslecellerna togs därför från FCHJU (2015) och deras uppskattningar om underhåll vid kommande storlekar på 5 MW.

Batteriets underhållskostnader antogs utifrån US Department of Energys NREL för kommersiella batterilager över en timme och motsvarar 2.5% av investeringskostnaderna (NREL n.d.).

Restvärde

Det enda som ansågs med säkerhet ha ett restvärde var batterierna. Detta restvärde antogs till en procent utefter att de inte är kommersiellt användbara då kapaciteten sjunkit under 80% (End of Life för Li-Jon batterier) men de kan användas till vissa specifika applikationer där de tekniska kraven inte är lika stora.

Livslängd

Livstiden på elektrolysören och vätgaslagret antogs till 20 år (Singh et al. 2020). Bränslecellen antogs ha en livstid på 10 000 h vilket innebar 53 år då den endast aktiverades 186 h per år. Aktiveringen skedde så få timmar då frekvensreglering med vätgas endast var lönsamt dessa timmar (Singh et al. 2020). Batteriet antogs ha 10 års livstid (Ding et al. 2021, Arif et al. 2020). Solcellerna antogs ha 25 års livslängd (Solcellskollen

2021).

3.4.2 Beräkning

För att ge aktuella resultat användes flertalet beräkningsmetoder som alla har olika styrkor och svagheter.

De metoder som användes var:

- Återbetalningsmetoden - den enklaste och som visar på hur många år det tar att betala tillbaka en investering
- Nuvärdesmetoden - visar på investeringens värde nu där framtida inkomster och kostnader har ett diskonterat värde mot inkomster och kostnader nu
- Annuitetsmetoden - undersöker årliga kostnaden för en investering utifrån nuvärdesfaktorn. Ger ett överskott som är skillnaden mellan de årliga kostnaderna och inbetalningsöverskottet
- Internräntemetoden - tar fram den kalkylränta som investeringen är likvärdig med, alltså den avkastningsränta som likställs med investeringen om pengarna i stället investerats på aktiemarknaden

4 Resultat

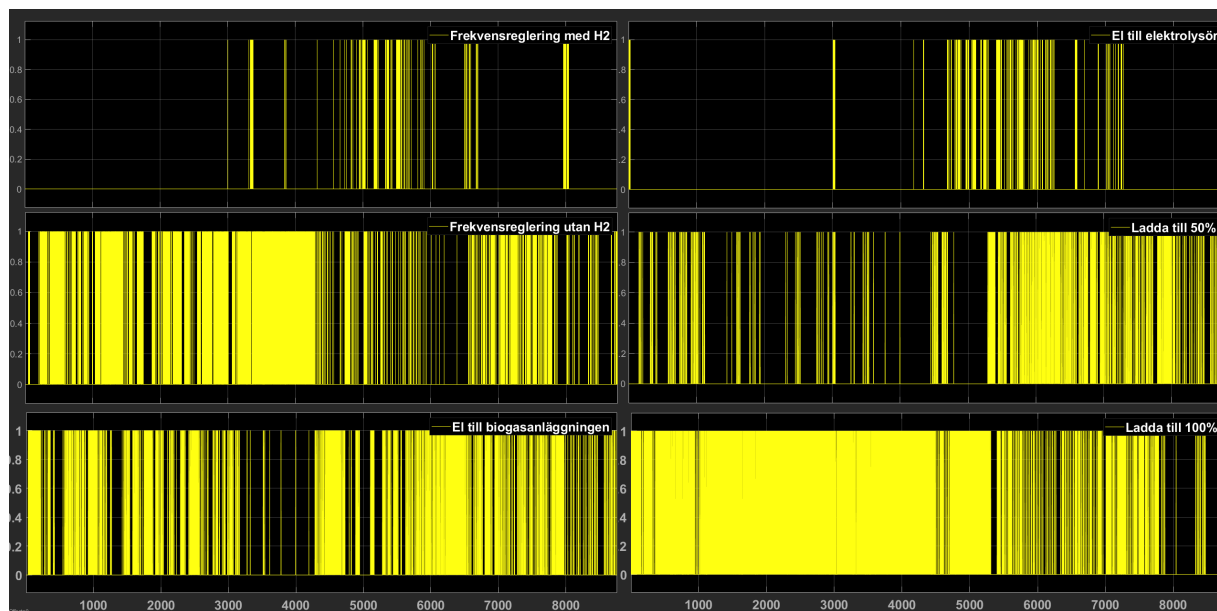
Först presenteras resultaten från modellen, med och utan vätgasproduktion. Sedan presenteras resultaten från den ekonomiska analysen efterföljt av känslighetsanalyser för de olika parametrarna.

4.1 Modellering

4.1.1 Med vätgasproduktion

I figur 3 visas vilka händelser som valdes vid vilken timme. X-axeln är i timmar, 2021 bestod av 8760 timmar. Y-axeln går mellan 1 och 0 där en etta står för vald händelse och en nolla att någon annan händelse sker. Till exempel kan ses att frekvensreglering med vätgas (H2) inte aktiverats så många timmar (totalt 186) då värdet för Frekvensreglering med H2 är 1 endast ett fåtal gånger under året där det huvudsakligen är FFR och FCR-D upp som överstiger produktionskostnaden av vätgasen. Då frekvensreglering med H2 inte aktiverades förräns senare på året, då ersättningen steg över produktionskostnaden, kan ses att det i början av året producerades vätgas genom El till elektrolysör. Sedan var lagret fullt och därför kunde inte mer vätgas produceras innan en del använts. Dessutom kan ses att första halvan av året hade lägre elpris då modellen valde att ladda till 100% i högre utsträckning. Andra halvan av året steg elpriset och då valde modellen oftare att ladda till 50%. För en större bild se figur 8 i appendix.

Valda händelser med H2

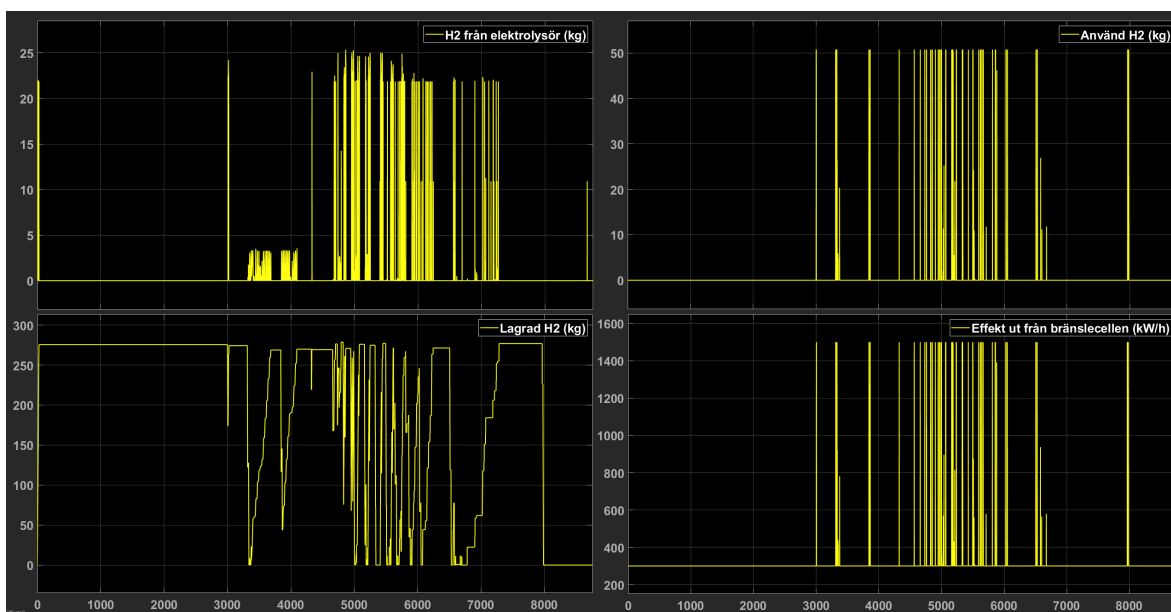


Figur 3: De händelser som valts i varje stund. Värdet 1 betyder att den händelsen aktiverats den korresponderande timmen

I figur 4 ses den producerade vätgasmängden för systemet som output från elektrolysören för grundfallet

motsvarande en urladdningseffekt på 300 kWh för batteriet. Lagrad H2 visar på mängden vätgas i lagret där storleken på lagret är maxvärdet från grafen. Den använda mängden vätgas ses i kg i högra övre hörnet och uteffekten från bränslecellen, mängden använd vätgas omvandlad till kW/h, i högra nedre hörnet. Enheten kW/h kan likställas med kWh då alla värden räknas per timme, ingen varians inom timmen sker. Därför skrivs uteffekten för batteriet i kWh för att efterlikna batteristorlek och uteffekten från bränslecellen i kW/h.

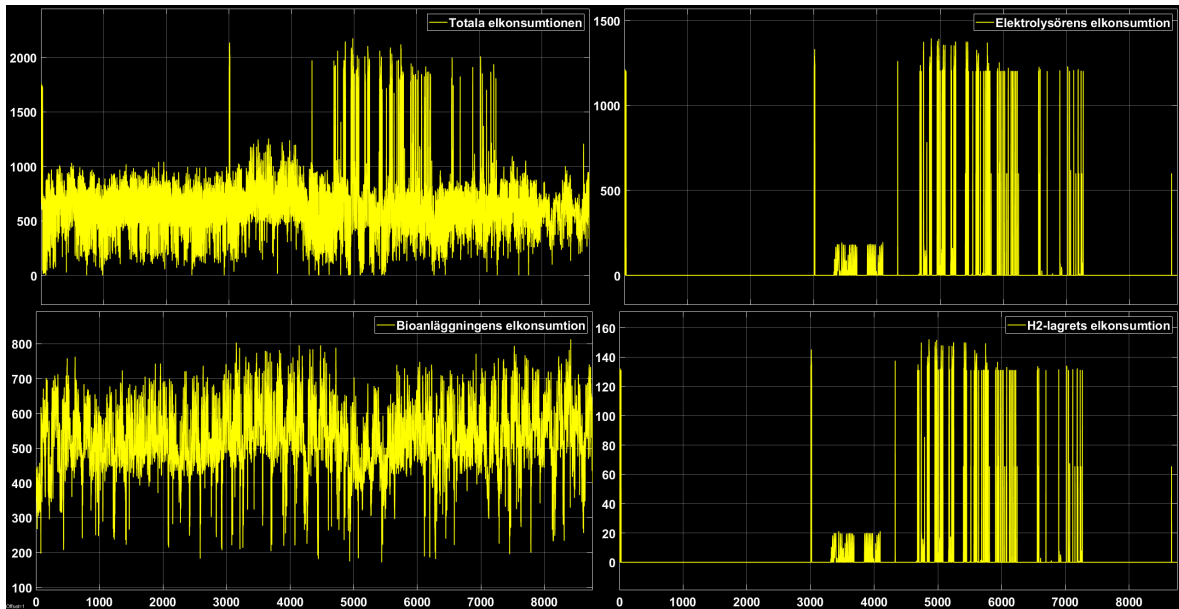
Produktion, konsumtion och lagring av vätgas



Figur 4: Vätgas-värden för elektrolysör och lager. Använd H2 visar på mängden vätgas använd till frekvensreglering eller vätgasmängden tagen från lagret. Effekten ut från bränslecellen visar på den använda vätgasens uteffekt

Figur 5 visar den totala elkonsumtionen för systemet i grundfallet på 300 kWh urladdningseffekt för batteriet. Biogasanläggningens elkonsumtion under året ses i nedre vänstra hörnet, elektrolysören i högre övre hörnet och vätgaslagrets i högre nedre hörnet. Dessa adderade ses i det vänstra övre hörnet. I grafen för den totala elkonsumtionen är biogasanläggningens elkonsumtion inkluderad men sänkt då systemet vid vissa timmar täckt biogasanläggningens elbehov, se figur 3 i vänstra nedre hörnet: El till biogasanläggningen. Solcellernas inverkan ses inte men bidrar också till att den totala elkonsumtionen gick ner till noll i vissa fall, dock sällan under noll då solelsproduktionen var liten nog för att inte överskrida elbehovet. De få tillfällen konsumtionen underskridit noll i modellen har antagits att den verkliga modellen aldrig skulle göra det då den inte justerar över timmar utan med mycket kortare tidsintervall. Anledningen att det kunde gå under noll var att batteriet försåg biogasanläggningen med el samtidigt som solcellerna producerade el och styrningen justerade först nästa timme till att inte förse biogasanläggningen med el. Därför sattes dessa få värden av negativ elkonsumtion till noll i figur 5.

Elkonsumtion för systemet med H2



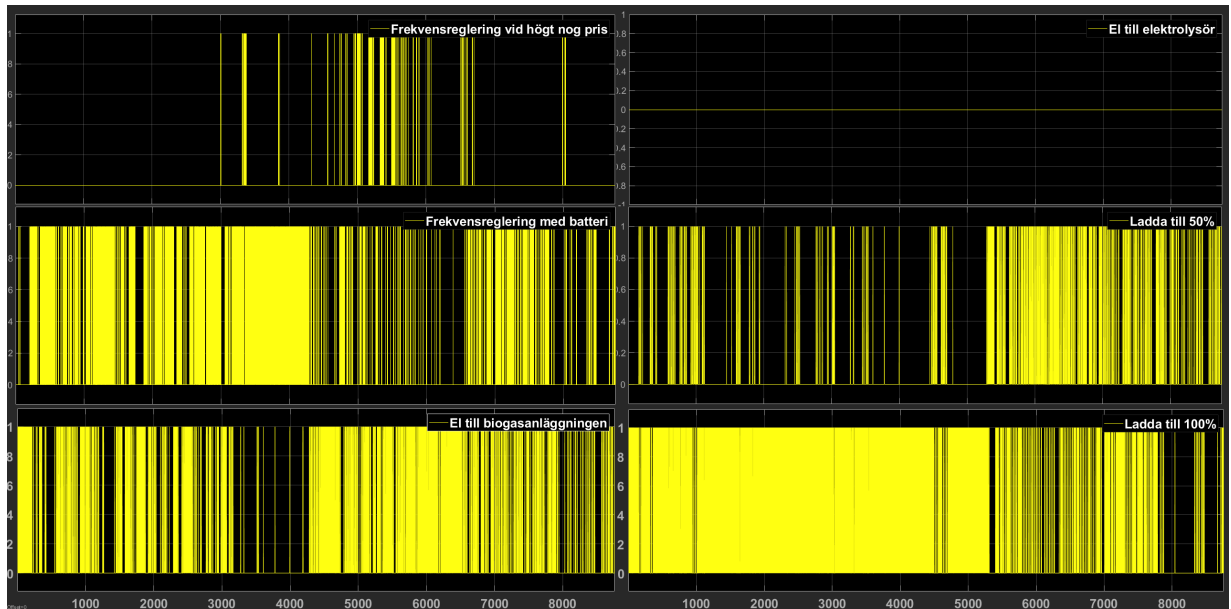
Figur 5: Elkonsumtionen för biogasanläggningen samt lagret och elektrolysören. De sistnämnda följer varandra då elektrolysörens energiberoende berodde av producerad vätgas och lagret berodde av vätgas in i lagret vilket var samma mängd som producerats i elektrolysören

4.1.2 Utan vätgasproduktion

Figur 6 visar valen som gjordes då ingen vätgas producerades, endast batteriet jobbade mot frekvensreglering. Därför visar den första grafen i vänstra övre hörnet, som i figur 3 har titeln Frekvensreglering med H2, på hur många timmar som frekvensregleringen hade högt nog pris för att vätgas hade kunnat användas för att frekvensreglera (då priset överstiger produktionskostnaden på vätgasen): Frekvensreglering vid högt nog pris. I övre högra hörnet i figur 6 ses att ingen el går till elektrolysören och därför produceras ingen vätgas i systemet. Skillnaden mellan med vätgas och utan ses i Frekvensreglering med batteri och El till biogasanläggningen. Då El till elektrolysör aldrig aktiveras sker frekvensreglering och täckning av elbehov oftare medan laddning alltid måste ske varannan timme och därför sker lika ofta.

För större bild hänvisas till figur 7 i appendix.

Valda händelser utan H2



Figur 6: De händelser som valdes i varje stund då ingen vätgas produceras. Värdet 1 betyder att den händelsen aktiverades den korresponderande timmen.

4.2 Ekonomi

Investeringskostnaden för systemet vid olika urladdningseffekter kan ses i tabell 1. Elektrolysörens storlek avgjordes av urladdningseffekten från batteriet: urladdningseffekten avgjorde vilken storlek strömmen in i elektrolysören hade. Storleken på elektrolysören ledde till hur många kg vätgas som kunde produceras var timme, vilket i sin tur påverkade vätgasmängden in i vätgaslagret. Vätgaslagrets storlek definierades utifrån en fast kvot mot urladdningseffekten på batteriet. Kvoten togs fram som en rimlig gräns beroende av storleken på uteffekten från bränslecellen. Bränslecellens storlek sattes utifrån den maximala effekten batteriet behövde laddas med vid frekvensreglering med vätgas, alltså 5C (motsvarande fem gånger batteriets urladdningseffekt). Kvoten mellan batteriet (kW/h) och vätgaslagret (kg) var 1,12. Solcellerna antogs utifrån maximala potentialen vid biogasanläggningen och samma storlek på solcellerna antogs vid varje batteristorlek då solcellerna aldrig var kopplade till batteriet och begränsades av dess urladdningseffekt.

Tabell 1: Investeringskostnaderna för de olika delarna vid olika batteristorlekar

Investeringskostnad (MSEK)						
kWh	Elektrolysör	Vätgaslager	Bränslecell	Batterilager	Solceller	Summa
1000	49,32	31,71	4,73	17,13	1,92	104,81
800	39,59	25,37	3,78	13,70	1,92	84,36
700	34,40	22,19	3,31	11,99	1,92	73,81
500	25,31	15,85	2,36	8,57	1,92	54,01
400	20,77	12,68	1,89	6,85	1,92	44,11
300	16,22	9,51	1,42	5,14	1,92	34,21
200	11,68	6,34	0,95	3,43	1,92	24,31
100	6,99	3,17	0,47	1,71	1,92	14,27

De årliga kostnaderna skilde sig för var batteristorlek då storleken på de olika delarna skiljde sig, se tabell 2. Elektrolysören hade en fast underhållskostnad på 137 SEK per installerad kW. Vätgaslagrets årliga kostnad antogs till 1% av investeringskostnaden. Bränslecellens underhåll antogs till 94 SEK per installerad kW. Batterilagrets underhåll antogs till 2,5% av investeringskostnaden. Solcellerna antogs inte ha en underhållskostnad tillräckligt avgörande för att tas med.

Tabell 2: De årliga kostnaderna för olika batteristorlekar och för de olika delarna

Årliga kostnader (kSEK/år)					
kWh	Elektrolysör	Vätgaslager	Bränslecell	Batterilager	Summa
1000	459	317	469	428	1 673
800	368	254	375	343	1 339
700	320	222	328	300	1 170
500	235	159	234	214	842
400	193	127	188	171	679
300	151	95	141	128	515
200	109	63	94	86	351
100	65	32	47	43	186

Den årliga vinsten i tabell 3 beräknades utifrån ersättningen från frekvensregleringen utförd och den totala elkostnaden. Frekvensregleringen beräknades utifrån uteffekten från modellen vid vald händelse för var timme, multiplicerad med vald frekvensmarknads pris. Biogasanläggningens sänkta elkostnad sågs som en vinst och sedan subtraherades den totala elkostnaden för det tillagda systemet. På så sätt erhöles den totala kost-

naden eller besparingen för systemet med el från elnätet. Om ett negativt värde visas under elnät visar det därför på att systemets elkostnader var större än vinsten från den sänkta elkostnaden för biogasanläggningen och omvänt om värdet är positivt.

Tabell 3: Vinsten från frekvensreglering och besparingen eller kostnad från sänkning eller höjning av elkonsumtion per år för de olika delarna vid olika batteristorlekar

Årlig vinst/besparing (kSEK/år)

kWh	Frekvensreglering	Elnät	Summa
1000	2 248	-909	1 339
800	1 869	-555	1 314
700	1 687	-344	1 342
500	1 216	-12	1 205
400	971	71	1 042
300	720	117	838
200	493	154	648
100	251	181	431

Resultaten från de undersökta urladdningseffekterna på batteriet resulterade i tabell 4. För en lönsam investering är nuvärdeskvoten större än 1, alltså är endast batteriet med storleken 100-400 kWh urladdningseffekt lönsam sett mot att investera pengarna och få en avkastningsränta på 3%. Negativ återbetalningstid visar på att inbetalningsöverskotten är negativt, de årliga kostnaderna är större än de årliga vinsterna. Vid negativ återbetalningstid är ett högre värde närmare vändpunkten till positiva värden. För nuvärdet visar ett litet negativt värde på att det är nära vändpunkten att bli positivt vilket är samma för nuvärdeskvoten.

Tabell 4: Ekonomiska parametrar för systemet med och utan vätgas. Batteristorleken i kWh varieras mellan 100 - 1000 kWh och kalkylräntan antas till 3%. Den mest ekonomiskt lönsamma storleken utan vätgas, 200 kWh, är markerad med tjock text

Ekonomisk analys utifrån batteristorlek

Med H2 kWh	Återbetalningstid (år)	Nuvärde (MSEK)	Nuvärdeskvot	Överskott (kSEK/år)	IRR (%)
1000	-314	-4,87	-0,046	-7 372	-
800	-3 262	-0,31	-0,004	-5 691	-
700	428	2,63	0,036	-4 784	-19,99%
500	149	5,44	0,101	-3 264	-14,41%
400	122	5,44	0,123	-2 600	-13,23%
300	106	4,83	0,141	-1 975	-12,41%
200	82	4,43	0,182	-1 337	-10,82%
100	58	3,65	0,256	-713	-8,56%

Utan H2

kWh

1000	17,34	5 220 640	0,498	-617 167	1,40%
800	14,55	5 192 211	0,592	-419 679	3,24%
700	12,38	5 498 000	0,695	-283 421	5,08%
500	9,17	5 803 131	0,936	-46 830	8,94%
400	8,52	5 376 905	1,006	3 614	9,99%
300	8,25	4 658 463	1,038	19 801	10,46%
200	8,23	3 779 805	1,040	17 205	10,51%
100	8,53	2 783 530	1,003	822	9,97%

4.3 Känslighetsanalyser

Resultaten som kan ses i kapitel 4 visar på att en investering i ett vätgaslager och ett batterilager inte var lönsam med den prissättningen som gällde 2021 för både inköp av systemet och ersättning för effekt. Målet blev därför att undersöka hur en investering skulle kunna vara lönsam. Därför undersöktes flertalet parametrar genom känslighetsanalyser för att se vilken/vilka parametrar som hade störst inverkan på resultatet. Sedan jämfördes dessa i kapitel 4.3.13.

4.3.1 Investeringskostnad

Investeringskostnaden för hela systemet och för var enskild vätgasdel varierades med 40%, resultatet kan ses i tabell 5. Den totala investeringskostnaden har störst påverkan då den inkluderar de andra men det kan ses att elektrolysören, som också är den större delen av investeringskostnaden, har störst påverkan på resultatet.

Tabell 5: Känslighetsanalys för investeringskostnaden. Dels varierades hela investeringen med 40% men också var enskild del

Varierad investeringskostnad för 300 kWh batterilager	Total investeringskostnad			Vätgaslager		
	-40%	0%	+40%	-40%	0%	+40%
Återbetalningstid (år)	64	106	149	94	106	118
Nuvärdeskvot	0,235	0,141	0,101	0,159	0,141	0,127
Överskott (kSEK/år)	-1 055	-1 975	-2 895	-1 720	-1 975	-2 231
IRR (%)	-9,16%	-12,41%	-14,39%	-11,69%	-12,41%	-13,05%
	Elektrolysör			Bränslecell		
Återbetalningstid (år)	86	106	126	104	106	108
Nuvärdeskvot	0,174	0,141	0,119	0,143	0,141	0,139
Överskott (SEK/år)	-1 539	-1 975	-2 411	-1 937	-1 975	-2 013
IRR (%)	-11,11%	-12,41%	-13,45%	-12,31%	-12,41%	-12,51%

4.3.2 Restvärde

Restvärdet varierades från grundfallet (noterat som 0%) där batteriet antogs ha 1% restvärde, ett fall där alla delar antogs ha 10% restvärde och ett där alla delar antogs ha 20% restvärde, se tabell 6. Med restvärde menas procent av investeringskostnaden som enheten anses ha vid slutet av sin livstid. Det visade att framförallt nuvärdet, och därigenom nuvärdeskvoten, skiljer sig avsevärt då dagens värde på investeringen beror starkt av restvärdet.

Tabell 6: Känslighetsanalys för restvärdet. Undersöks med 0% restvärde (förutom batteriet som sätts till 1% som i grundfallet), 10% restvärde på alla enheter samt 20% på alla enheter

Varierat restvärde för 300 kWh batterilager	Totalt restvärde		
	0%	10%	20%
Nuvärde (MSEK)	4,83	6,69	8,59
Nuvärdeskvot	0,141	0,196	0,251
Överskott (kSEK/år)	-1 975	-1 850	-1 723

4.3.3 Årlig kostnad

Den årliga kostnaden varierades med 20%, se tabell 7. Resultatet var en 31,8% förändring av nuvärdeskvoten. En ökning och sänkning av den årliga kostnaden resulterade i lika stora förändringar av nuvärdeskvoten.

Tabell 7: Känslighetsanalys för de årliga kostnaderna. Undersöks med tjugo procents variation

Varierad årlig kostnad för 300 kWh batterilager	Total årlig kostnad		
	-20%	0%	+20%
Återbetalningstid (år)	80	106	156
Nuvärde (MSEK)	6,36	4,83	3,29
Nuvärdeskvot	0,186	0,141	0,096
Överskott (kSEK/år)	-1 872	-1 975	-2 078
IRR (%)	-10,69%	-12,41%	-14,67%

4.3.4 Årlig vinst

Den årliga vinsten varierades med 20%, se tabell 8. En 20% variation resulterade i en 51.6% förändring av nuvärdeskvoten, lika stor oavsett ökning eller sänkning av den årliga vinsten.

Tabell 8: Känslighetsanalys för den årliga vinsten. Undersöktes med tjugo procents variation

Varierad årlig vinst för 300 kWh batterilager	Total årlig vinst		
	-20%	0%	+20%
Återbetalningstid (år)	221	106	70
Nuvärde (MSEK)	2,33	4,83	7,32
Nuvärdeskvot	0,068	0,141	0,214
Överskott (kSEK/år)	-2 143	-1 975	-1 808
IRR (%)	-16,59%	-12,41%	-9,77%

4.3.5 Kalkylränta

Kalkylräntan varierades mellan 0, 3, 6 och 10% där 3% redan sågs som en låg kalkylränta, se tabell 9. Nuvärdeskvoten sjönk med 23,1% vid 6% kalkylränta och 43,0% vid 10% mot nuvärdeskvoten vid 3% kalkylränta. Noll procent kalkylränta togs med för vissa offentliga aktörer som inte har avkastningskrav. Detta innebar en ökning av nuvärdeskvoten med 34,7%. Då ett värde på specifikt 0% ger division med noll användes 0,0001% som uppskattning för 0% kalkylränta.

Tabell 9: Känslighetsanalys för kalkylräntan. Grundfallet använde 3% kalkylränta

Varierad kalkylränta för 300 kWh batterilager	Kalkylränta			
	0,0001%	3%	6%	10%
Nuvärde (MSEK)	6,50	4,83	3,72	2,75
Nuvärdeskvot	0,190	0,141	0,109	0,080
Överskott (kSEK/år)	-1 386	-1 975	-2 659	-3 695

4.3.6 Vätgaslagrets storlek

Vid en undersökning för investering av ett vätgaslager och batterilager ses kvoten mellan dem vara viktig, att ha en färdig kvot som är lönsam skulle vara önskvärt. I detta arbete har en kvot i grundfallet antagits till 1,12 mellan urladdningseffekten på batterilagret (kW/h) och storleken på vätgaslagret (kg). Sedan varierades denna storlek som antogs i grundfallet, se 100% i tabell 10, och resultatet visade att inget av fallen var lönsamma då det blev mer lönsamt desto mindre lagret var. I arbetet undersöktes dock också flera olika urladdningshastigheter och det kunde ses att den optimala storleken varierar beroende på urladdningshastighet: vid 7C sågs 60% av grundfallet vara mest lönsamt. Vilken kvot som är mest lönsam, om någon, kan därför inte bestämmas utifrån detta arbete utan behöver undersökas i vart fall.

Tabell 10: Varierande vätgaslagerstorlekar med ett batterilager på 300 kWh. 100% var storleken på grundfallet vilket motsvarar 446 kg lagerkapacitet. Den mest optimala storleken visade sig vara 60% av grundfallet

Varierade storlekar på vätgaslagret med batteristorlek på 300 kWh

Vätgasstorlek utifrån grundfallet	Återbetalningstid (år)	Nuvärde (MSEK)	Nuvärdeskvot	Överskott (kSEK/år)	IRR (%)
5%	88,4	4,26	0,169	-1 406	-10,67%
10%	91,5	4,20	0,164	-1 442	-10,79%
20%	94,0	4,24	0,159	-1 503	-11,02%
40%	95,8	4,45	0,156	-1 617	-11,45%
60%	96,8	4,70	0,155	-1 728	-11,85%
80%	98,7	4,90	0,152	-1 843	-11,98%
100%	106,1	4,83	0,141	-1 975	-12,41%
120%	114,0	4,74	0,131	-2 109	-12,85%
200%	151,3	4,33	0,099	-2 648	-14,50%

4.3.7 Vätgas till bränsle

Då frekvensreglering inte är lönsamt som huvudinkomst undersöks om lönsamhet kan uppnås om vätgasen i stället skulle säljas som bränsle. Resultatet kan ses i tabellerna 11-13 som visar skilda priser på vätgasen: 50, 75 och 90 SEK/kg. Vid undersökningen togs kostnaderna för bränslecellen bort och frekvensreglering med vätgas inaktiverades. På så sätt erhöles en total elkostnad, ersättning från frekvensreglering med endast batteriet och en inkomst från försäljning av vätgas som bränsle. Ersättningen från bränslet beräknades utifrån den totala mängden producerad vätgas gånger försäljningspriset. I snitt antogs därmed 66,4 kg vätgas säljas per dag och ett vätgaslager som kunde lagra tre dagars mängd av vätgas antogs. Ingen tankstation eller liknande antogs utan vätgasen antas säljas storskaligt eller att kostnaden för tankstationen inte ligger på ägarna av biogasanläggningen.

Den huvudsakliga känslighetsanalysen undersökte ett bränslepris på 50, 75 och 90 SEK/kg men om ett pris på 10 SEK/kg antogs, som nämndes i inledningen, erhöles negativa värden på inbetalningsöverskottet då kostnaderna överstiger vinsten. Detta kommer av att systemet idag beror av de nuvarande investeringskostnaderna för vätgassystemet. Vid ett kilopris på 10 SEK antas vätgastekniken blivit mer storskalig vilket också resulterar i lägre investeringskostnader och årliga kostnader. Beräkning av lönsamhet vid 10 SEK/kg behöver därför också anta kostnader relativt mer storskaliga vätgassystem.

Tabell 11: Känslighetsanalys som undersökte om vätgasen säljs som bränsle i stället för att användas till frekvensreglering. Ingen bränslecell behövs och försäljningspriset antogs till 75 SEK/kg vätgas. Vätgaslagret antogs kunna lagra tre dagars vätgasproduktion

Vätgas till bränsle vid 300 kWh batterilager	Summa	Elnät	Bränsle- försäljning	Frekvens- reglering
Investeringskostnad (MSEK)	32,80	-	-	-
Restvärde (kSEK)	51	-	-	-
Årlig vinst (kSEK/år)	1 568	-553	1 762	359
Årlig kostnad (kSEK/år)	374	-	-	-
Bränslepris (SEK/kg)	75			
Återbetalningstid (år)	27,47			
Nuvärde (MSEK)	17,79			
Nuvärdekvot	0,542			
Överskott (kSEK/år)	-1 009			
IRR (%)	-2,85%			

För jämförelse undersöktes bränslepriset 50 SEK/kg (se tabell 12) och 90 SEK/kg (se tabell 13).

Tabell 12: Känslighetsanalys som undersökte om vätgasen säljs som bränsle i stället för att användas till frekvensreglering. Ingen bränslecell behövs och försäljningspriset antogs till 50 SEK/kg vätgas. Vätgaslagret antogs kunna lagra tre dagars vätgasproduktion

Vätgas till bränsle vid 300 kWh batterilager	Summa	Elnät	Bränsle- försäljning	Frekvens- reglering
Investeringskostnad (MSEK)	32,80	-	-	-
Restvärde (kSEK)	51	-	-	-
Årlig vinst (kSEK/år)	981	-553	1 175	359
Årlig kostnad (kSEK/år)	374	-	-	-
Bränslepris (SEK/kg)	50			
Återbetalningstid (år)	54,08			
Nuvärde (MSEK)	9,05			
Nuvärdekvot	0,276			
Överskott (kSEK/år)	-1 596			
IRR (%)	-8,04%			

Tabell 13: Känslighetsanalys som undersökte om vätgasen säljs som bränsle i stället för att användas till frekvensreglering. Ingen bränslecell behövs och försäljningspriset antogs till 90 SEK/kg vätgas. Vätgaslagret antogs kunna lagra tre dagars vätgasproduktion

Vätgas till bränsle vid 300 kWh batterilager	Summa	Elnät	Bränsle- försäljning	Frekvens- reglering
Investeringskostnad (MSEK)	32,80	-	-	-
Restvärde (kSEK)	51	-	-	-
Årlig vinst (kSEK/år)	1 921	-553	2 115	359
Årlig kostnad (kSEK/år)	374	-	-	-
Bränslepris (SEK/kg)	90			
Återbetalningstid (år)	21,21			
Nuvärde (MSEK)	23,03			
Nuvärdekvot	0,702			
Överskott (kSEK/år)	-656			
IRR (%)	-0,55%			

4.3.8 Elpris

Tabell 14 visar de ekonomiska parametrarna då elpriset varierades med 20%. Viktigt att notera är att elpriset varierades men att gränserna för när elpriset var högt hölls kvar vid de tidigare nivåerna. På detta sätt kunde förändringen ses då elpriset skulle förändras utifrån grundfallet, grundförutsättningarna förändrades inte vilket de annars skulle gjort. En förändring på 20% lägre elpris resulterade i en sänkning av nuvärdeskvoten på 21,6% och en förändring med 20% högre elpris resulterade i en ökning av nuvärdeskvoten på 20,5%.

Tabell 14: Känslighetsanalys för elpriset. Undersöktes med tjugo procents variation

Varierat elpris för 300 kWh batterilager	Elpris		
	-20%	0%	+20%
Återbetalningstid (år)	136	106	88
Nuvärde (MSEK)	3,78	4,83	5,82
Nuvärdeskvot	0,111	0,141	0,170
Överskott (kSEK/år)	-2 045	-1 975	-1 909
IRR (%)	-13,87%	-12,41%	-11,26%

4.3.9 Frekvensreglering

Priset på frekvensmarknaderna höjdes med 20% för var marknad och resultatet kan ses i tabell 15. En 20% sänkning av ersättningen från frekvensmarknaderna resulterade i en sänkning av nuvärdeskvoten med 38,2% och en 20% ökning av ersättningen resulterade i en ökning av nuvärdeskvoten med 31,4%.

Tabell 15: Känslighetsanalys för ersättningen på frekvensregleringen. Undersöktes med tjugo procents variation

Varierat frekvenspris för 300 kWh batterilager	Pris frekvensreglering		
	-20%	0%	+20%
Återbetalningstid (år)	172	106	81
Nuvärde (MSEK)	2,98	4,83	6,34
Nuvärdeskvot	0,087	0,141	0,185
Överskott (kSEK/år)	-2 099	-1 975	-1 874
IRR (%)	-15,23%	-12,41%	-10,71%

4.3.10 Aktivering av frekvensbud

Alla bud av frekvensregleringen antogs aktiveras vilket innebar en stor osäkerhet. Därför undersöktes vad som hände om en viss mängd av alla bud aktiverades, resultatet kan ses i figur 16. Lägre aktiveringsgrad

innebär att batteriet och vätgasen inte behöver användas och kan användas nästkommande timme igen. Därför ses att antalet timmar för frekvensreglering med vätgas ökar med lägre aktiveringsgrad. Det ses också att antalet timmar då endast batteriet använts till frekvensreglering ökar av samma anledning. Påverkan är avsevärd, nuvärdeskvoten för 1% aktivering är 255% högre än för 100%.

Tabell 16: Känslighetsanalys för aktiveringsgraden av lagda frekvensbud. Ett aktiverat bud innebär att effekten används, 1% aktivering innebär därför att endast 1% av alla vunna bud aktiverats

Aktiveringsgrad för lagda frekvensbud

Aktiveringsgrad frekvensmarknad	1%	5%	10%	20%	40%	60%	80%	100%
Aktiverade timmar frek.reg. med H2 (h)	342	334	321	290	251	216	203	186
Aktiverade timmar frek.reg. totalt (h)	2 576	2 510	2 438	2 244	1 946	1 698	1 528	1 378
Återbetalningstid (år)	41,4	43,2	44,7	49,4	63,2	79,7	93,2	106,1
Nuvärdeskvot	0,360	0,345	0,334	0,302	0,236	0,188	0,160	0,141
Överskott (kSEK/år)	-1 472	-1 505	-1 532	-1 605	-1 757	-1 868	-1 931	-1 975
IRR	-6,43%	-6,43%	-6,68%	-7,40%	-9,12%	-10,63%	-11,62%	-12,41%

4.3.11 Elprisgräns för vila

Att systemet vilar vid ett visst elpris sågs som en möjlighet. I tabell 17 kan ses att så inte var fallet, det mest lönsamma var att låta systemet arbeta hela tiden. Gränsen för vila byggdes in i modellen då det misstänktes vara lönsamt.

Tabell 17: Känslighetsanalys för olika percentiler som gräns för när systemet skulle vila. Percentilen utgick från en normalfördelning: 20:e percentilen innebar att alla elpriser högre än den 20:e percentilen ledde till att systemet vilade (inaktiva timmar). 100e percentilen, ingen inaktiv tid, är fetmarkerad då den sågs vara mest lönsam

Varierad elprisgräns för vila 300 kWh batterilager	Använd elpris percentil			
	20e	50e	90e	100e
Återbetalningstid (år)	-147	-313	152	106
Nuvärde (MSEK)	-3,44	-1,60	3,37	4,83
Nuvärdekvot	-0,101	-0,047	0,099	0,141
Överskott (kSEK/år)	-2 531	-2 407	-2 073	-1 975
IRR (%)	-	-	-14,53%	-12,41%
Inaktiva timmar (h/år)	6914	4 206	671	0

4.3.12 Urladdningshastighet

Eftersom urladdningshastigheten antas till så högt som 5C undersöktes olika urladdningshastigheter för att se om valet av 5C var rätt. I tabell 18 kan ses att den mest lönsamma urladdningshastigheten av batteriet var 5C. I verkligheten behöver också slitaget på batteriet tas i åtanke, det är inte säkert att en så pass hög hastighet är lika lönsam som antaget i detta arbete. Ett vanligt val från industrin idag är att köra batterilagret kring 1C då slitaget vid högre urladdningar än så länge är obestämt.

Högre överföringseffekt kommer påverka batteriets verkningsgrad men då batteriets verkningsgrad inte inkluderats i modellen har detta försumrats.

Tabell 18: Batterilagrets upp- och urladdningshastighet varierades mellan 2 och 10C där 1C innebär att batteriets fulla kapacitet laddas ur på en timme. Den optimalaste hastigheten ses vara 5C och det är även den antagna hastigheten för grundfallet

Variation i urladdningseffekt för batterilagret

Urladdningshastighet (C)	Årlig vinst (kSEK)	Återbetalningstid (år)	Nuvärdeskvot	IRR
2	809	116,5	0,129	-12,97%
3	825	110,5	0,135	-12,66%
4	820	112,2	0,133	-12,75%
5	838	106,1	0,141	-12,41%
6	832	108,1	0,138	-12,53%
7	820	112,4	0,133	-12,76%
8	809	116,4	0,129	-12,97%
10	792	123,7	0,121	-12,98%

4.3.13 Sammanfattning känslighetsanalyser

Sammanfattningsvis från kapitel 4.3 ses att de parametrar med störst känslighet med avseende på nuvärdeskvoten var de årliga kostnaderna och vinsterna, ersättningen för frekvensreglering, restvärdet och kalkylräntan. Nuvärdeskvoten användes som måttstock då den påverkades vid förändring av alla parameterar: den beror av nuvärdet och investeringskostnaden och därför alla inparametrar vid den ekonomiska analysen.

Investeringskostnad

Känsligheten för investeringskostnaden var gynnsam för den ekonomiska analysen då den vid en sänkning på 40% av investeringskostnaden ökade nuvärdeskvoten med 66,7% och en ökning med 40% sänkte nuvärdeskvoten med 28,6%. Det motsvarar en förändring med 1,67 procentenheter per procent vid en sänkning av investeringskostnaden. En ökning ledde till en förändring med 0,73 procentenheter per procent. Det betyder att en ökad kostnad hade lägre påverkan än en sänkt kostnad: systemet var känsligt i rätt riktning vid en investering.

Årlig kostnad och vinst

Den årliga kostnaden förändrades med 1,59 procentenheter per procent både upp och ner: systemet var känsligt för förändringar i den årliga kostnaden vilket innebar att underhållskostnaderna och elkostnaden som berodde av elpriset kan ha avgörande roller i framtida system. Den årliga vinsten var ännu känsligare och

förändrades med 2,58 procentenheter per procent. Därför blev ersättningen från frekvensregleringen ännu viktigare och osäkerheten i den kan ha stor påverkan. Detta diskuteras i kapitel 5.1.

Restvärde

Restvärdet var också en parameter som var väldigt osäker och som hade stor påverkan. Då restvärdet var nära noll, endast batteriet ansågs ha ett restvärde uppskattat till en procent, testades att öka restvärdet för alla enheter. Om restvärdet antogs till 10% av investeringsvärdet ökade det nuvärdeskvoten med 3,87 procentenheter per procent, om det antogs till 20% av investeringsvärdet ökade nuvärdeskvoten 3,90 procentenheter per procent. Det innebär att möjligheten att ha ett restvärde skulle kunna ha viktig effekt på framtida investeringar. Idag är dock tekniken så pass ny att kunskap om andrahandsvärdet för alla delar i systemet är oklara. För vätgas-investeringarna var det ännu osäkert med hållbarheter och användningsmöjligheter samt aktuella försäljningsmarknader för andrahandsvärdet. Batteriet hade troligtvis ett andrahandsvärde men det utvecklas fortfarande tekniker, dels för att återvinna men också för att använda batterier vars kapacitet sänkts så pass mycket att spänningen sjunkit under 80% (End of Life - EOL). Solcellerna har en uppskattad livslängd på 25 år men det har visats att solceller kan hålla längre, det handlar mycket om växelriktaren som kan behöva bytas oftare. Alltså skulle solcellerna också kunna ha ett restvärde efter 25 år men eftersom det också är en förhållandevis ny teknologi som ännu inte utvecklat en andrahandsmarknad antas restvärdet till noll. Det finns därför möjligheter för alla delarna, framförallt batteriet och solcellerna, att ha ett högre restvärde än antaget i grundfallet.

Elpris

Elpriset testades att sänkas och höjas med 20%. Resultatet blev att nuvärdeskvoten sjönk med 21,6% och ökade med 20,5%. Elpriset påverkar vilka händelser som väljs men det kan ses att en förändring i elpris leder till en nästan lika stor förändring i nuvärdeskvoten: oavsett om det fokuseras mer på elbesparing, vätgasproduktion eller frekvensreglering så väljs det mest lönsamma vilket ger ungefär samma nivå av ersättning.

Frekvensreglering

Förändringen av priset på frekvensmarknaderna visade sig vara den känsligaste parametern. En förändring på 20% motsvarade en 38,2% sänkning eller en 31,4% höjning. Alltså är ersättningen från frekvensmarknaderna känslig i fel riktning, en sänkning av ersättningen har större negativ påverkan på resultatet än en ökning av ersättningen har en positiv påverkan. Osäkerheten i ersättning från frekvensreglering förstärks därav än mer, det är inte bara aktivering och avropning som är osäkra. För att minska den osäkerheten testades också aktivering av frekvensbud på marknaden.

Aktivering av frekvensbud

Aktiveringsgraden påverkade resultatet avsevärt. Som kan ses i tabell 16 leder en aktiveringsgrad på 1% till en 255% högre nuvärdeskvot sett mot grundfallet. Som nämnts i metoden är det i nuläget endast cirka 1% av alla bud som aktiveras, beroende på val av frekvensmarknad. I framtiden kan dock antas att denna aktiveringsgrad kommer öka då elnätet blir instabilare och oftare kommer behöva stöd, vilket dock också innebär att ersättningen troligtvis kommer öka. Att aktiveringsgraden är viktig kan ses som en positiv sak då den i praktiken är låg även i framtiden, i förhållande till 100% som i grundfallet.

Elprisgräns för vila

Det fanns misstankar om att systemets lönsamhet skulle öka om höga elkostnader kunde täckas med ett batteri som laddats vid låga elpriser. Som kan ses i tabell 17 blev dock systemet som mest lönsamt då systemet aldrig vilar. Det kommer sig troligtvis av att systemet har en hög investeringskostnad och utan hög användningsgrad kan inte heller vinsten bli hög nog för att motsvara den höga investeringen. Att systemet aldrig vilar innebär högre elkostnader men möjliggör också en större mängd frekvensreglering.

Urladdningshastighet

Batteriets urladdningshastighet påverkar resultatet men den valda hastigheten på 5C var också den mest lönsamma. Beräkningar av förluster och verkningsgrader samt slitage för höga urladdningshastigheter är framtida forskningsområden som behöver utvecklas och inte inkluderats i detta arbete.

5 Diskussion

5.1 Frekvensregleringen

Att alla bud antas avropas och dessutom aktiveras ger en stor osäkerhet i inkomstmöjligheten för frekvensregleringen. Som nämns i kapitel 3.2 aktiveras FCR väldigt sällan, i området SE3 som exemplet med Kungsängens gård aktiveras FCR-bud mindre än en procent. Det innebär att i praktiken fås inkomsten men att batteriet inte behöver laddas ur, resultatet kan ses i tabell 16. Nivån av aktivering kommer öka i framtiden men sannolikheten att det ökar mer än några procentenheter är osannolik då det skulle kräva väldigt många instabiliteter på frekvensnätet eller en omstrukturering av balansmarknaderna. I dagsläget aktiveras cirka 1% vilket skulle resultera i betydligt bättre resultat för grundfallet, om än att det fortfarande inte är lönsamt. En återbetalningstid på 40 år som erhålls med 1% aktiveringsgrad motsvarar fortfarande två livslängder.

Buden avropas från det billigaste och upp till den efterfrågade mängden effekt. Därför finns olika strategier vid budgivning på frekvensmarknaderna. Antingen sker sparsammare budgivning där priserna läggs förhållandevis lågt för att säkra avropning, vilket oftast leder till lägre intäkter. Eller antas en aggressivare prissättning där till exempel det högsta priset från föregående år budas vilket riskerar att inte avropas men också ger högre intäkter per bud. Dessa metoder avvägs också mot att en icke aktiverad (eller avropad) resurs inte belastar batteriet vilket i längden gynnar batteriets livslängd. Därför kan en icke avropad resurs också innebära en mindre förlust än väntat.

5.2 Batterimodellen

5.2.1 Storlek

Storleken på batteriet i modellen är inte samma som storleken i den ekonomiska analysen. I beräkningarna för den ekonomiska analysen har ett 40% större batteri räknats med för att ge längre livslängd och där igenom följa de rekommendationer kring användande av batterier som finns (University 2021). På det sättet antas att batteriet endast laddas ur ner till 20% SOC och upp till 80% SOC. Därför finns det spelrum i ett verkligt system att vid utvalda tillfällen ladda batteriet till 100% eller ladda ur till 0% för att öka vinsten.

5.2.2 Urladdningshastighet

Batteriets maximala upp- och urladdning antas till 5C, vilket är högt. Det innebär att batteriet behöver vara av typen litium-polymer som klarar av en sådan hög urladdning i omgångar. I verkligheten kan detta vara ett stort problem med modellen då en sådan laddnings- och urladdningshastighet sliter mycket på batteriet, framförallt om det sker i längre perioder, och litium-polymer batterier har betydligt kortare livslängd än

litium-jon batterier. Nu antas att urladdningen vid frekvensreglering sker fullt ut men i verkligheten används inte resurserna vid de flesta tillfällena, även när de avropats. Detta leder till att slitaget inte blir lika omfattande, speciellt med tanke på att batteriet endast laddas upp och ur med 5C vid frekvensreglering tillsammans med vätgas. Detta sker 186 gånger i modellen under ett år och om endast 3% aktiveras innebär det att batteriet måste jobba med effekten 5C sex gånger totalt, vilket dessutom endast sker under en full timme vid ett fåtal extrema fall (statistiskt: aldrig under 2021).

När frekvensregleringen dock aktiveras och vätgaslagret används så laddas batteriet ur med 5C samtidigt som det laddas med 5C under perioden resursen avropas och aktiveras. I praktiken antas batteriet vara 40% större, därför blir upp- och urladdningen inte 5C utan närmare 4C. Det slitaget är okänt hur stor påverkan det har för batteriets livslängd men det är mindre än för fallet då det verkligen skulle vara 5C.

5.2.3 Typ av batteri

Litium-polymer batteriet är den största osäkerheten bland de antaganden som gjorts i rapporten. I modellen används batteriet som ett mellansteg för alla processer. I praktiken skulle batteriet endast behöva användas vid frekvensreglering och uppladdning, exempelvis inte vid täckning av elbehov eller produktion av vätgas: i figur 1 är det i praktiken endast kopplingar mellan bränslecellen, batteriet och elnätet. Det innebär att batteriet kommer behöva genomgå 1 378 cykler på ett år enligt antagandet i modellen där varje avropad frekvensreglering innebär en full urladdning. En uppskattad livslängd för ett litet litium-polymer batteri ligger kring 300 cykler, vilket skulle motsvara att 5 batterier behövs under ett år (Flynt 2019). Det finns dock nyare versioner som utvecklats med omkring 500 cykler, vilket motsvarar 3 batterier på ett år vid full urladdning (Oka et al. 2020, Kang et al. 2018).

Vid tillfällena då vätgas inte ska användas till frekvensreglering, fallen med endast ett batteri eller då vätgasen säljs som bränsle behöver inte ett litium-polymer batteri användas då urladdningshastigheten endast behöver vara 1C. Detta innebär en längre livstid och ett betydligt billigare batteri. I nuvarande test, tabeller 4 och 11, har antagits en batterikonstnad utifrån litium-polymer batterier där elkostnaden för litium-jon batterier har multiplicerats med två. Att i stället utnyttja ett litium-jon batteri skulle leda till att en batteriinvestering på 300 kWh urladdningseffekt skulle ha en återbetalningstid på 5,6 år och en nuvärdeskvot på 1,54. Det är därför viktigt att detta nämns då det förstås påverkar en investering av endast ett batterilager eller vid valet av att sälja vätgasen som bränsle då ett batterilager kan användas för att generera extra vinst från frekvensmarknaderna.

5.2.4 Batteri till frekvensreglering

Ett litium-jon batteri som arbetar med frekvensreglering behöver laddas upp och ur i många cykler som inte följer en jämn urladdningskurva. I denna modell har antagits att batteriet laddas ur fullt ut var gång ett bud avropats. Som nämnts ovan i kapitel 5.1 aktiveras sällan avropade bud och när de aktiveras är det dessutom inte en full urladdning som sker utan under kortare tidsperioder. Som nämnts i kapitel 2.4 är kraven på aktivering under en timme, detta eftersom det i extremt få fall behövs längre än den angivna minsta tiden. På så sätt är det inte 1 378 fulla cykler som kommer ske under ett år utan om 3% av dessa aktiveras skulle det innebära 41 aktiverade timmar varav få kräver en full urladdning. På så sätt fås en livstid som närmar sig de antagna 10 åren, även med förhållandevis få cykler. Till exempel för litium-polymer batterierna med endast 500 cykler blir livstiden ändå 8-10 år beroende på full urladdning eller ej. Enligt [Andrenacci et al. \(2018\)](#) analys håller ett batterilager, litium-jon, $8, 20 \pm 1, 20$ år då det används till frekvensreglering. [Hasanpor Divshali & Evens \(2020\)](#) uppskattar också livslängden för ett batterilager som arbetar med frekvensreglering till 8 år i snitt. I denna rapport antas fortsatt tio år men fortsatt forskning rörande livslängden vid frekvensreglering behövs.

5.2.5 Energisäkerhet

En viktig aspekt inom energisäkerhet är kritikalitet för olika material. Ett kritisk material syftar till ett material där ett land står för majoriteten av produktionen. EU Kommissionen har skapat en lista över material som anses kritiska från EU:s perspektiv ([European Commission n.d.](#)). De presenterar litium, kobolt och grafit som kritiska material; Alla vanligt förekommande i litium-jon batterier och där en majoritet av resursen kommer från ett land. I ett faktablad från EU kommissionen ([European Commission 2020a](#)) visas en karta över situationen för de kritiska materialen 2020. Där kan ses att 44% av all producerad litium kom från Chile, 59% av all producerad kobolt kom från Demokratiska Republiken Kongo och 69% av all naturlig grafit från Kina. Det innebär att EU:s ekonomiska säkerhet beror av dessa länders situationer. En begränsning i resursen eller ökning av priset skulle påverka hela EU:s ekonomiska situation, till exempel vid höjd tull eller oroligheter i landet. Det visar på vikten av en väl fungerande återvinning av batterier där de kritiska materialen kan återvinnas i så hög grad som möjligt. 2022 återvinns ännu endast kring 3% av alla litium-batterier då det inte finns ekonomi i återvinning av batterier ([Pellow et al. 2020](#)).

Inte bara resursen litium är viktig att ha i åtanke utan också var battericellerna produceras påverkar energisäkerheten. 2018 stod Asien för 85% av världens li-jon batteri produktion med Kina i spetsen på 50%, Korea på 20% och Japan på 15%. Att ha ett så starkt beroende vid en snabbt växande process som elektrifiering innebär dels en ekonomisk känslighet men också att flaskhalsar förhållandevis lätt kan uppstå. En stor del i den tekniska utvecklingen för elektrifieringen och det växande elnätet beror av en tillförlitlig ström av

batterier, vilket idag till stor del består av litium-jon batterier.

5.2.6 Miljöpåverkan

En annan viktig aspekt rörande batterier är deras miljöpåverkan. Som forskningsläget ser ut idag går den att dela upp i två delar: koldioxidutsläpp och övrig miljöpåverkan. I nuläget rör de flesta rapporterna och livscykelanalyserna huvudsakligen koldioxidpåverkan, få rör den övriga miljöpåverkan.

Koldioxidutsläpp

Den största påverkan sett till koldioxid är användningsfasen då den har en direkt inverkan på batteriets livslängd och energianvändning. Oavsett om avsikten är att litium-jon batterier som används vid en nätanslutning ökar eller sänker koldioxidutsläppen för systemet så står användningsfasen för 60-95% av batteriets koldioxidutsläpp. De två viktigaste parametrarna för utsläppen vid användningsfasen är drivlinans verkningsgrad och batteriets användningsgrad (Pellow et al. 2020). För situationen rörande ett batterilager med primärt mål att använda frekvensreglering är verkningsgraden viktigast då användningsgraden naturligt är hög, själva målet är att använda batteriet i så hög utsträckning som möjligt. Därför kan urladdningshastigheten ha en stor påverkan på koldioxidutsläppen då en ökad urladdningshastighet också skapar mer kopparförluster och därigenom sänker verkningsgraden. Detta är ett argument för att lägre urladdningshastigheter ska användas och frekvensreglering med vätgas inte bör premieras: frekvensreglering med endast ett batteri kräver inte högre urladdningshastigheter. Om ändamålet är att minska koldioxidutsläppen kan den viktigaste parametern därför vara batteriets totala verkningsgrad.

Övrig miljöpåverkan

Med övrig miljöpåverkan åsyftas övriga miljöeffekter än koldioxidpåverkan så som resursutarmning, övergödning, human- och eko-toxicitet. Miljöpåverkan från dessa kan vara svårare att uppskatta då de kan skilja sig åt lokalt, regionalt, nationellt och mellan biosfärer. På grund av detta, att koldioxidutsläpp har haft huvudfokus och framförallt avsaknaden av grunddata att utgå ifrån är miljöpåverkan från dessa ofta inte inkluderade i livscykelanalyser. De få analyser som gjorts har dock konstaterat att påverkan från olika kombinationer av stationära litium-batterier inte har nämnvärt skilt avtryck utan det största avtrycket ligger i grundstrukturen kring katoden och anoden, själva strukturen i batteriet och dess material. Exempel på sådana material är stål, aluminium, koppar och de olika halvledare som används för elektroniken. Denna rapport som antagit litium-polymer batterier där polymererna består av svavelrika sammansättningar kan konstatera att dessa miljömässigt sannolikt inte har ett större miljöavtryck än motsvarande litium-jon batterier utan att undersöka litium-svavel batterierna på högre detaljnivå (Pellow et al. 2020).

Den största delen av övrig miljöpåverkan kommer från produktionen och EOL av batterierna. Eftersom det inte finns ett regelverk kring återvinning av batterier i större skala saknas också kunskap kring denna påverkan, och därav också grunddata. För att öka kunskapen kring den övriga miljöpåverkan behöver krav ställas rörande återvinning av batterier. Förhoppningsvis skulle krav och regler kring återvinning leda till snabbare förändringar i forskningsläget på samma sätt som skedde för återvinningen av solceller (Pellow et al. 2020).

5.3 Vinstantaganden

Viktigt att notera är hur vinsten har beräknats. Den ekonomiska analysen har utgått från den befintliga biogasanläggningen och dess normala elkonsumtion. Utifrån det har en besparing uppskattats mot biogasanläggningens sänkta elbehov. Sedan har det nya systemets elkonsumtion setts som en kostnad vilket resulterar i tabellerna 2 och 3.

5.4 Elpriset

Volatiliteten i elpriset ses öka och högre sammankoppling av elsystem mellan länder i kombination med osäkerheter kring elproduktion i form av ökad mängd intermittent elproduktion, avvecklad kärnkraft och ökade samarbeten över nationsgränserna. Behovet av flexibilitet ökar avsevärt från dessa parametrar och detta leder till högre korrelation mellan länders elpriser vilket, sett till dagens situation (Naturskyddsföreningen 2022), leder till högre elpriser (Svenska Kraftnät 2021c). Hur framtiden ser ut är oklar men högre elpris är sannolikt vilket är positivt för en investering i det undersökta systemet.

5.5 Användning av vätgas

Resultatet från modellen och den ekonomiska analysen är att vätgas idag inte är aktuellt att använda till frekvensreglering. Det kan ses i tabell 10: desto mindre lager, desto mer lönsamt. Det kommer av att batteriet är lönsamt men att det inte finns en storlek på vätgaslagret som är lönsamt då frekvensreglering används som primär inkomst, systemet behöver flera parametrar som ändras samtidigt för att uppnå lönsamhet.

För att undersöka när investeringen i framtiden kan bli lönsam har flertalet parametrar ändrats samtidigt resulterande i tabell 19.

5.5.1 Lönsamhet

Tabell 19: För det optimala fallet antogs en lagerstorlek på 100% av grundfallet och en urladdningshastighet på 7C. Det krävdes att investeringskostnaden sänktes med 60%, restvärdet för batterilager och solceller ökades till 10% av investeringskostnad, den årliga vinsten ökades med 70% och den årliga kostnaden sänktes med 20%

<u>Ett lönsamt system</u>		Batterilager	Solceller
Restvärde (kSEK)	706	514	192
Batteri urladdningseffekt (kWh)	300	Förändring i %	
Investeringskostnad (MSEK)	13,69	-60%	
Årlig vinst (kSEK/år)	1 311	+50%	
Årlig kostnad (kSEK/år)	412	-20%	
Kalkylränta	3%		
<u>Resultat</u>			
Återbetalningstid (år)	15,2		
Nuvärde (MSEK)	13,77		
Nuvärdeskvot	1,006		
Överskott (kSEK/år)	36		
IRR	2,76%		

Som ses i tabell 19 behöver vinsten öka med 50% under antagandet att 10% av buden aktiveras. Det innebär att vinsten från frekvensmarknaden behöver öka samt att besparingen för elkonsumtionen behöver öka. Svenska Kraftnät (2021c) visar i sina prognoser att det är troligt att elpriset kommer variera i högre grad än idag. Det kommer vara riktigt billigt under vissa perioder, beroende av vilka veckor det blåser, men att variationen mellan veckor kommer vara avgörande och ett fåtal veckor kommer priset också bli mycket högt. Därav kommer också balansbehovet troligtvis öka, vilket borde leda till högre ersättningsmöjligheter för att förse nätet med balanstjänster. Av detta kan ses att det med god sannolikhet kommer finnas ökade vinstmöjligheter i samband med frekvensregleringsmarknaderna och goda möjligheter att öka besparingarna kring elbehov; Veckor med höga elpriser kommer premiera täckning av elbehov, veckor med låga elpriser premierar vätgasproduktion och veckor med snabba förändringar i elpris premierar frekvensreglering.

Den sänkta investeringskostnaden med 60% antas komma från investeringsstöd och utvecklad teknologi, mer storskalig produktion. Så länge vätgasen inte anses lönsam men fortsatt hålls miljövänlig (produktion med så kallad grön el) är det troligt att ett investeringsstöd i någon form kommer finnas för att möjliggöra teknikens utveckling. EU satsar stora summor fram till 2050 för att utveckla vätgas-användningen genom projektet Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe och redan idag är 10 miljarder tillgängliga genom ETS In-

novation Fund för att stödja tekniker med låga koldioxidutsläpp, så som vätgas (European commission 2020b).

Att de årliga kostnaderna sjunker kommer av att vätgasproduktionen blir mer storskalig. Det visas till exempel i FCHJU (2015) där de visar på dagens pris och prognostiserade framtida priser utifrån hur storskalig produktionen av vätgasdelarna är. Att de årliga kostnaderna sjunker med 20% ses därför som sannolikt.

En aktiveringsgrad på 10% ses som hög men detta visar bara på att förutsättningarna är lovande för att systemet kan bli lönsamt i framtiden då en lägre aktiveringsgrad är positiv för investeringen.

5.5.2 Frekvensreglering eller bränsle

Vid jämförelse mellan tabell 11 och tabell 4 kan ses att sälja vätgasen som bränsle är lönsammare, dock utan att inkludera tankstation i den ekonomiska analysen. Att sälja vätgas som bränsle ger högre inkomst, framförallt då ett batteri fortfarande kan jobba med frekvensreglering bara att det inte premieras, det fungerar som en extra inkomst. Endast batteriet har en återbetalningstid på cirka åtta år. Då batteriet står för endast 16% av den totala investeringskostnaden, antaget ett litium-polymer batteri med antagen dubbel investeringskostnad, är det en rekommendation att investera i ett batterilager vid större investeringar så som det presenterade systemet i denna rapport. Detta för att frekvensreglera som en sekundär intäkt men att sälja vätgasen som primär intäkt, vilket också bidrar till stabiliteten på elnätet.

6 Slutsatser

Systemet definieras av ett vätgassystem och ett batterilager som anslutits till en biogasanläggning med en elkonsumtion som sker över hela dygnet. I denna rapport har konstaterats att detta system inte är lönsamt idag men kan komma att bli i framtiden. För att systemet ska ha möjlighet att bli lönsamt i framtiden är det viktigt att det finns en elkonsumtion att täcka för att möjliggöra besparingar; Det är viktigt att en investering av systemet sker i samband med en anläggning med elkonsumtion, exempelvis en biogasanläggning. Viktigt att poängtera är att detta är för det undersökta fallet med en viss installerad soleffekt och elkonsumtion för biogasanläggningen, resultaten kan inte ses som allmängiltiga utan behöver undersökas för vart fall.

För att investeringen ska bli lönsam krävs stora förändringar i parametrarna kring vätgassystemet och vinstmöjligheterna. Huvudsakligen behöver investeringen av vätgassystemet sjunka till drygt halva kostnaden, vinsten behöver öka med 50 procent och underhållskostnaderna behöver sjunka med en femtedel. Det motsvarar en sänkning i investeringen på 20 MSEK, en ökad vinst på 437 kSEK/år och en sänkt kostnad med 100 kSEK/år. På så sätt erhålls en lönsam investering. Vätgastekniken är fortfarande i början av sin utvecklingskurva, när tekniken blir mer etablerad och storskalig finns det möjligheter för alla dessa förändringar att uppfyllas. Vinsten är den parameter som inte hänger ihop med vätgasteknikens utveckling, med stigande elpriser och ökad instabilitet i elnätet ses dock vinstmöjligheterna öka kommande år.

Ett batterilager 2021 som huvudsakligen frekvensreglerar anses lönsamt: då nuvärdet är större än investeringskostnaden och en återbetalningstid på 8,23 år finns värden som motiverar en investering. Den mest lönsamma storleken är ett batteri med storleken 280 kWh där ur- och uppladdning hålls mellan 20-80%. Osäkerheten för batteriet ligger i livslängden vid frekvensreglering då degraderingen av batteriets kapacitet inte är verifierad av forskning ännu. I denna rapport är antaget en livslängd på 10 år för batterilagret. Flera studier har undersökt och tagit fram modeller men än så länge har alla dessa skett i labbmiljö då de snabbare frekvensmarknaderna med högre tekniska krav ännu inte varit aktuella att arbeta mot, eller existerat, i 10 år.

En ratio för storleken mellan investerad urladdningseffekt på batterilagret (kW/h) och vätgaslagret (kg) konstaterades variera beroende på urladdningshastighet. Med 5C var ingen kvot mest lönsam och med 7C var 1,12 mest lönsam. Därför kunde inte en kvot bestämmas som den mest lönsamma.

Även om ett vätgassystem som används till frekvensreglering med ett batteri som mellanstation inte är aktuellt i dagens läge kan ses att ett vätgassystem som ämnar sälja vätgasen som bränsle har bättre ekonomiska förutsättningar. I dagens läge säljs vätgas som bränsle för cirka 90 SEK/kg vilket skulle generera en återbetalningstid för det undersökta systemet på 21 år. Investeringen är ännu inte helt lönsam men

med små förändringar av några parameterar skulle en lönsam investering uppnås. Det kommer därför med stor sannolikhet vara lönsamt att investera i systemet med inriktning mot bränsleförsäljning tidigare än att investera i vätgassystemet för att använda det huvudsakligen mot frekvensreglering; Ett batterilager kan fortsatt utnyttjas för att frekvensreglera med batteriets kapacitet men inte för att använda vätgasen till frekvensreglering.

7 Litteraturförteckning

Al-Saadi, M., Patkowski, B., Zaremba, M., Karwat, A., Pol, M., Chelchowski, L., Mierlo, J. V. & Berecibar, M. (2021), ‘Slow and fast charging solutions for li-ion batteries of electric heavy-duty vehicles with fleet management strategies’, *Sustainability* **13**(19).

URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/19/10639>

Alpman, M. (2021), ‘Vätgas växer i mariestad’, Energigas Sverige. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://www.energigas.se/publikationer/tidningen-energigas/vatgas-vaxer-i-mariestad/>

Andrenacci, N., Chiodo, E., Lauria, D. & Mottola, F. (2018), ‘Life cycle estimation of battery energy storage systems for primary frequency regulation’, *Energies* **11**(12).

URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3320>

Arif, S. M., Lie, T. T., Seet, B. C., Ahsan, S. M. & Khan, H. A. (2020), ‘Plug-in electric bus depot charging with pv and ess and their impact on lv feeder’, *Energies* **13**(9).

URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/9/2139>

Arnold, R. (2017), ‘The lowdown on hydrogen — part 1: transportation’. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://energypost.eu/the-lowdown-on-hydrogen-part-1-transportation/>

Batteriföreningen (n.d.), ‘Litiumjonbatterier’. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://batteriforeningen.se/litium-jon/>

Büchi, F. N., Hofer, M., Peter, C., Cabalzar, U. D., Bernard, J., Hannesen, U., Schmidt, T. J., Closset, A. & Dietrich, P. (2014), ‘Towards re-electrification of hydrogen obtained from the power-to-gas process by highly efficient h₂/o₂ polymer electrolyte fuel cells’, *RSC Adv.* **4**, 56139–56146.

URL: <http://dx.doi.org/10.1039/C4RA11868E>

Ding, X., Zhang, W., Wei, S. & Wang, Z. (2021), ‘Optimization of an energy storage system for electric bus fast-charging station’, *Energies* **14**(14).

URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4143>

Energimyndigheten (2019), ‘Informationsstöd om elbussupplägg till kollektivtrafikmyndigheter - Åtagande i den strategiska planen för omställning av transportsektorn till fossilfrihet (soft)’, **ER** **2019**(03).

URL: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=133525>

EntsoE, Transparency Platform (n.d.). Databas för pan-Europeiska marknaden. Berör FCR. Öppnad 05-05-2022.

URL: <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/pricesOfActivatedBalancingEnergy/show>

European Commission (2020a), ISBN 978-92-76-21053-5 & ET-03-20-530-EN-N. Study on the EU's list of Critical Raw Materials. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/42883/attachments/2/translations/en/renditions/native>

European commission (2020b), Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions, Technical Report Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final, European Commission.

URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

European Commission (n.d.), 'Critical raw materials', Öppnad 24-05-2022.

URL: https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en

FCHJU, F. C. . H. J. U. (2015), Advancing europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation, Technical report, Roland Berger Strategy Consultants.

URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJU_FuelCellDistributedGenerationCommercialization_0.pdf

Flynt, J. (2019), 'What is the lifespan of a lipo battery? how long they last'. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://3dinsider.com/lipo-lifespan/>

Franzén, A. (2021), 'Berlevåg – ett nytt grönt klondike växer fram', Warp News. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://www.warpnews.se/green-tech/berlevag-ett-nytt-gront-klondike-vaxer-fram/>

Guerra, O. J., Eichman, J., Kurtz, J. & Hodge, B.-M. (2019), 'Cost competitiveness of electrolytic hydrogen', *Joule* **3**(10), 2425–2443.

URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435119303228>

Gunnarsson, S. (n.d.), Mailkonversation med Staffan Gunnarsson, Energi och klimatrådgivare på Uppsala kommun. Intern kommunikation.

Göhlich, D., Fay, T.-A., Jefferies, D., Lauth, E., Kunith, A. & Zhang, X. (2018), 'Design of urban electric bus systems', *Design Science* **4**, e15.

Hasanpor Divshali, P. & Evens, C. (2020), 'Optimum operation of battery storage system in frequency containment reserves markets', *IEEE Transactions on Smart Grid* **11**(6), 4906–4915.

Houbbadi, A., Trigui, R., Pelissier, S., Redondo-Iglesias, E. & Bouton, T. (2019), 'Optimal scheduling to manage an electric bus fleet overnight charging', *Energies* **12**(14).

URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/14/2727>

- HYBRIT (n.d.), 'Fossilfri pelletsproduktion'. Öppnad 08-06-2022.
URL: <https://www.hybritdevelopment.se/en-fossilfri-utveckling/fossilfri-pelletsproduktion/>
- IEA (2019), The future of hydrogen - seizing today's opportunities, Technical Report Report prepared by the IEA for the G20, IEA.
URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- Johnson, C., Nobler, E., Eudy, L. & Jeffers, M. (2020), 'Financial analysis of battery electric transit buses', **Report NREL/TP-5400-74832**, 45.
URL: https://afdc.energy.gov/files/u/publication/financial_analysis_be_transit_buses.pdf
- Kang, H., Kim, H. & Park, M. J. (2018), 'Sulfur-rich polymers with functional linkers for high-capacity and fast-charging lithium-sulfur batteries', *Advanced Energy Materials* **8**(32), 1802423.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/aenm.201802423>
- Kendall, M., Vilayanur, V., Jan, A., Charlie, V., Vincent, S. & Richard, B. (2020), 2020 grid energy storage technology cost and performance assessment, Technical Report DOE/PA-0204, US Department of Energy: Pacific Northwest National Laboratory and Mustang Prairie Energy.
URL: https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Hydrogen_Methodology.pdf
- Kleen, G. & Padgett, E. (2021), 'Durability-adjusted fuel cell system cost'. DOE Hydrogen Program Record. Record #21001. Öppnad 05-05-2022.
URL: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/21001-durability-adjusted-fcs-cost.pdf>
- Klein, E. & Lantz, M. (2019), Evaluation of electric bus adoption in Sweden - an interview study of four Swedish cities and a life-cycle cost estimation, M.s. thesis, Chalmers University of Technology / Department of Architecture and Civil Engineering, SE-412 96 Gothenburg.
URL: <https://hdl.handle.net/20.500.12380/257065>
- Levin, O. (n.d.), Mailkonversation med Olle Levin på Uppsala Vatten AB. Intern kommunikation.
- Lindgren, L. (2017), *Electrification of city bus traffic: - a simulation study based on data from Linköping*, Vol. 7265, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Institute of Technology.
- LRF (2020). Förstudie Vätgas och Energilagring. Öppnad 08-06-2022.
URL: https://www.lrf.se/globalassets/dokument/mitt-lrf/_regioner/gotland/rapport-forstudie-vatgas-och-energilagring-.pdf
- Mayyas, A., Chadly, A., Amer, S. T. & Azar, E. (2022), 'Economics of the Li-ion batteries and reversible fuel cells as energy storage systems when coupled with dynamic electricity pricing schemes', *Energy*

- 239**, 121941.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221021897>
- Naderipour, A., Ramtin, A. R., Abdullah, A., Marzbali, M. H., Nowdeh, S. A. & Kamyab, H. (2022), ‘Hybrid energy system optimization with battery storage for remote area application considering loss of energy probability and economic analysis’, *Energy* **239**, 122303.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221025512>
- Naturskyddsforeningen (2022), ‘Hur sätts elpriset och varför går det upp?’. Öppnad 08-06-2022.
URL: <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/hur-satts-elpriset-och-varfor-ar-det-hogt/>
- Nohrstedt, L. (2018), ‘Vätgasen lyfter mot nya höjder’, Ny Teknik. Öppnad 08-06-2022.
URL: <https://www.nyteknik.se/energi/vatgasen-lyfter-mot-nya-hojder-6906374>
- Nohrstedt, L. & Kristensson, J. (2021), ‘15 frågor och svar om vätgas: ”stora förväntningar”’, Ny Teknik. Öppnad 08-06-2022.
URL: <https://www.nyteknik.se/energi/15-fragor-och-svar-om-vatgas-stora-forvantningar-7008779>
- Nordpool (n.d.), Databas tillhörande nordpool. Day-ahead marknaden kallad elspot. Inte allmänt öppen. Kontakta Nordpool.
- NREL (n.d.). Parameter: Fixed O&M och Technology detail: Commerical Battery Storage 1h. Öppnad 06-05-2022.
URL: https://atb.nrel.gov/electricity/2021/commercial_battery_storage
- Oka, K., Furukawa, S., Murao, S., Oka, T., Nishide, H. & Oyaizu, K. (2020), ‘Poly(dihydroxybenzoquinone): its high-density and robust charge storage capability in rechargeable acidic polymer–air batteries’, *Chem. Commun.* **56**, 4055–4058.
URL: <http://dx.doi.org/10.1039/D0CC00660B>
- Orrenius, K. & Forsell, L. (n.d.), Modelling och simulering av ett robust och resilient biogassystem för ökad försörjningstrygghet. unpublished.
- Pellow, M. A., Ambrose, H., Mulvaney, D., Betita, R. & Shaw, S. (2020), ‘Research gaps in environmental life cycle assessments of lithium ion batteries for grid-scale stationary energy storage systems: End-of-life options and other issues’, *Sustainable Materials and Technologies* **23**, e00120.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214993718302318>
- Singh, S., Chauhan, P., Aftab, M. A., Ali, I., Hussain, S. M. S. & Ustun, T. S. (2020), ‘Cost optimization of a stand-alone hybrid energy system with fuel cell and pv’, *Energies* **13**(5).
URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/5/1295>

- SMHI (2022), 'Klimatindikator - solinstrålning'. Online. Öppnad 07-06-2022.
URL: <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/klimatindikatorer/stralning-1.17841>
- Solcellskollen (2021), 'Hur länge håller solceller?'. Öppnad 08-06-2022.
URL: <https://www.solcellskollen.se/vanliga-fragor/hur-lange-haller-solceller>
- Sonal, P. (2020), 'How much will hydrogen-based power cost'. Öppnad 08-06-2022.
URL: <https://www.powermag.com/how-much-will-hydrogen-based-power-cost/>
- STUNS Energi Öppna Data (n.d.). Solar Irradiance C11, C2C3 Region Uppsala solar power plants 2019-2021. Öppnad 09-02-2022.
URL: https://stuns.entricscape.net/catalog/1/datasets/261?fbclid=IwAR3FTUlkYoc0i_GTYasrZTTNRtkesKyL0PRkjdM5Tb2BCMhffj78zpGJFmk
- Svenska Kraftnät (2021a), 'Frekvenshållningsreserv störning (fcr-d)'. Öppnad 10-02-2022.
URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-d/>
- Svenska Kraftnät (2021b), 'Frekvensreserv normal drift (fcr-n)'. Öppnad 10-02-2022.
URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-n/>
- Svenska Kraftnät (2021c), Långsiktig marknadsanalys 2021, Technical Report SvK 2019/3305 version 1.0, Svenska kraftnät.
URL: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>
- Svenska Kraftnät (2021d), 'Snabb frekvensreserv (ffr)'. Öppnad 10-02-2022.
URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/ffr/>
- Svenska kraftnäts databas Mimer (n.d.a). Primärreglering där 2021 valts. Öppnad 29-03-2022.
URL: <https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex>
- Svenska kraftnäts databas Mimer (n.d.b). En fil för varje vecka FFR aktiverats under 2021. Öppnad 01-04-2022.
URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/ffr/ffr-avropad-volym-och-kostnader/>
- Swedegas (n.d.), 'Vindkraft till gas'. Öppnad 08-06-2022.
URL: https://www.swedegas.se/smart_infrastruktur/Power-to-Gas/Sa-fungerar-det
- UK, F. C. (2010), 'Fuel cell costs'. Öppnad 08-06-2022.
URL: <http://www.fuelcell.co.uk/fuel-cell-costs/>

University, B. (2021), 'How to prolong lithium-based batteries'. Öppnad 08-06-2022.

URL: <https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries>

Vattenfall (n.d.), 'Elnätspriser'. Öppnad 16-06-2022.

URL: <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/elnaetspriser/>

Vickers, J., Peterson, D. & Randolph, K. (2020). DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record. Record #20004. Öppnad 05-05-2022.

URL: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/20004-cost-electrolytic-hydrogen-production.pdf>

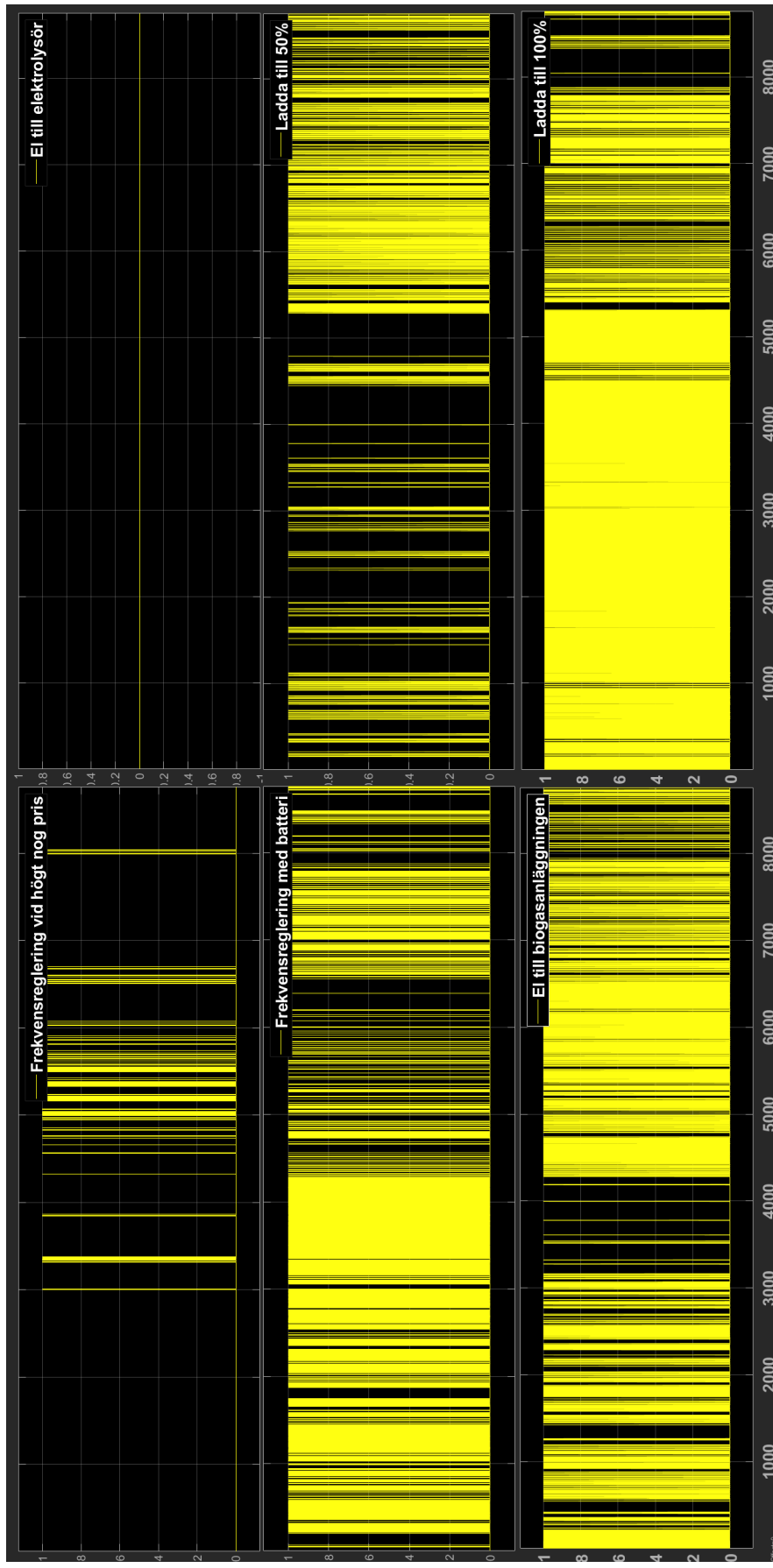
Vätgas Sverige (2017), 'Priser - vad kostar det att tanka vätgas?'. Öppnad 08-06-2022.

URL: https://vatgas.se/faq_category/priser/

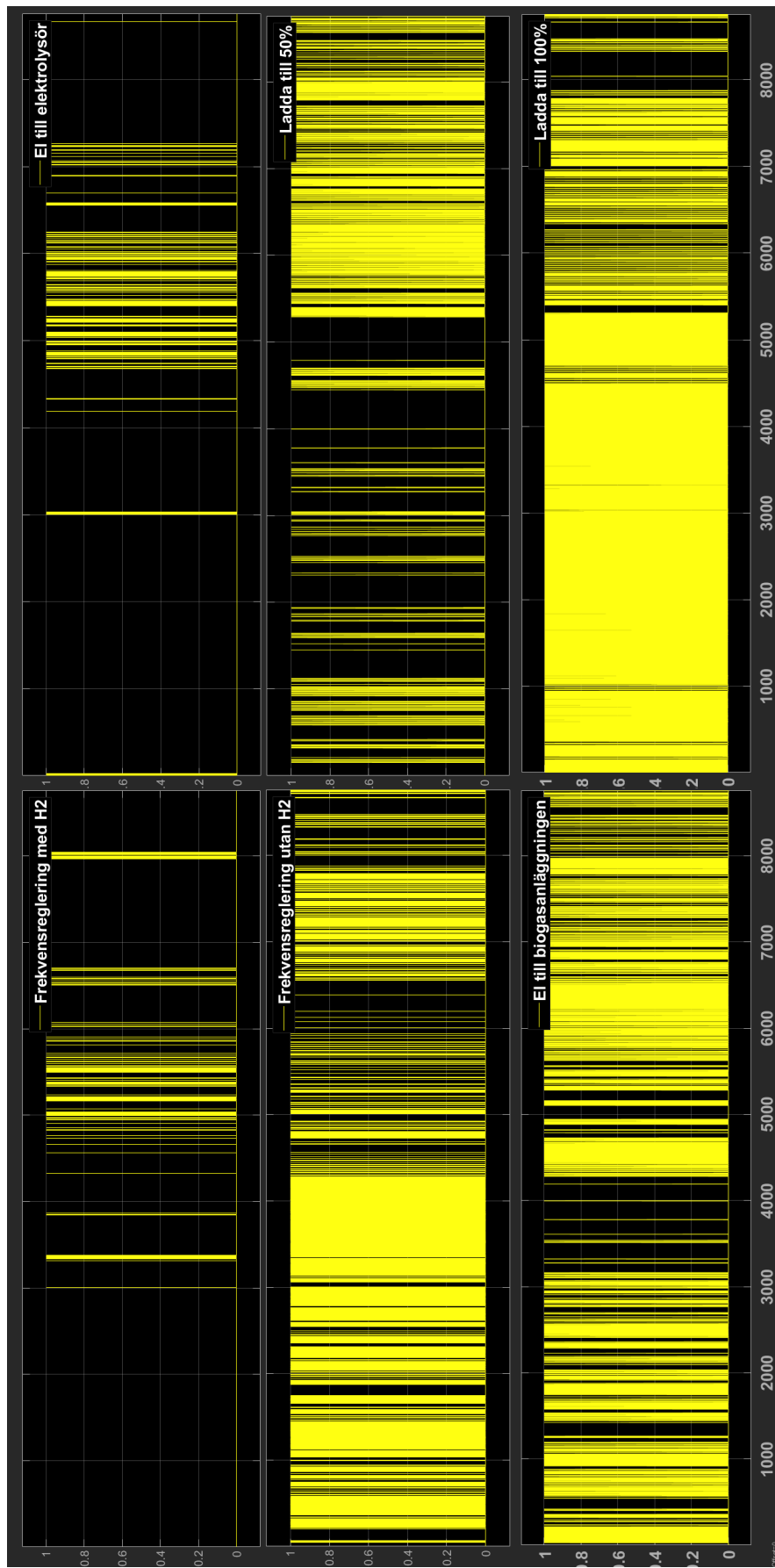
Wei, M., Levis, G. & Mayyas, A. (2020), Reversible fuel cell cost analysis, in 'DOE FCTO 2020 AMR Update'.

URL: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/fc332_wei_2020_o.pdf

8 Appendix



Figur 7: De händelser som valts i varje stund då ingen vätgas produceras. Värdet 1 betyder att den händelsen aktiverats den korresponderande timmen.



Figur 8: De händelser som valts i varje stund. Värdet 1 betyder att den händelsen aktiverats den korresponderande timmen.