



Deltagande på FCR-D- marknaden for ett Power-to-gas-system

En tekno-ekonomisk analys

Simon Norle

Examensarbete • 30 hp

Sveriges lantbruksuniversitet, SLU

Fakultet för naturresurser och jordbruksvetenskap, Institutionen för energi och teknik

Civilingenjörsprogrammet i energisystem

Examensarbete, 2025:06 • ISSN 1654–9392

Uppsala 2025



Deltagande på FCR-D- marknaden for ett Power-to-gas-system; en tekno-ekonomisk analys.

Modelling Power-to-Gas for FCR-D-participation; a techno-economic analysis

Simon Norle

Handledare:	Linus Engstam, SLU, Institutionen för energi och teknik
Ämnesgranskare:	Gunnar Larsson, SLU, Institutionen för energi och teknik
Examinator:	Åke Nordberg, SLU, Institutionen för energi och teknik

Omfattning:	30 hp
Nivå och fördjupning:	Avancerad nivå, A2E, teknik
Kurstitel:	Examensarbete i energisystem
Kurskod:	EX1032
Program/utbildning:	Civilingenjörsprogrammet i energisystem
Kursansvarig inst.:	Institutionen för energi och teknik, SLU
Utgivningsort:	Uppsala
Utgivningsår:	2025
Upphovsrätt:	Alla bilder används med upphovspersonens tillstånd.
Serietitel:	Examensarbete (Institutionen för energi och teknik, SLU)
Delnummer i serien:	2025:06
ISSN:	1654–9392

Nyckelord:	power-to-gas, methanation, biogas, flexible grid frequency balancing, techno-economic assessment
-------------------	--

Sveriges lantbruksuniversitet

Fakultet för naturresurser och jordbruksvetenskap

Institutionen för energi och teknik

Abstract

The concept of converting electricity into a gaseous energy carrier, power-to-gas (PtG), sits at an interesting intersection coupling the power grid with chemical energy storage. By using electrolytic hydrogen to convert otherwise unused CO₂ from biogas production into methane, local production of renewable fuels can be increased. Incorporating hydrogen storage allows for a more flexible operation based on electricity prices or excess renewable generation. In addition, due to the flexible power usage of the electrolyser, it has the possibility to participate on grid frequency balancing markets such as FCR-D. This could provide additional income, thus having the potential to increase the economic performance of the system.

This master's thesis developed a model which simulates the effects of FCR-D participation of an electrolyzer in a PtG-system consisting of a biogas plant, wastewater treatment plant, electrolyzer, hydrogen storage and methanation reactor. The model was developed in Python and calculated the hourly possible reserved power on the FCR-D market by the electrolyzer based on the maximum allowed deviations of the electrolyzer operation and the corresponding effects on hydrogen production. It also calculated the hourly averaged FCR-D activation based on frequency data and FCR-D requirements, as well as introduced a secondary hydrogen storage available only for the FCR-D operation ("buffer storage"). The yearly PtG operation was then simulated for 2021 for 304 different configurations of electrolyzer size, hydrogen storage size and buffer storage size in order to analyze how these different configurations affected the main Key Performance Index *Levelized Cost of Power-to-Gas (LCOPtG)*. This thesis also compared selected configurations' *LCOPtG* when participating as a FCR-D reserve versus when not participating. A sensitivity analysis for these selected configurations regarding changes in electricity price, FCR-D price and year was also conducted.

The results show that *LCOPtG* decreased when the system participated as a FCR-D reserve, regardless of which configuration was used. The ability to reserve power on the FCR-D market, which corresponds to the income from FCR-D participation, increased as the electrolyzer size and buffer storage size increased, which resulted in lower *LCOPtG* even if the investment cost also increased. In turn, the sensitivity analysis showed that these oversized configurations were more prone to changes in *LCOPtG* when price and year changed, showing that the configurations with the lowest *LCOPtG* were also the most affected by varying circumstances. Thus, the conclusions of this thesis are that FCR-D participation has the potential of increasing PtG profitability, but depends greatly on the system dimensions. Lastly, additional studies regarding this subject are needed in order to validate results and increase understanding of the intricacies of these systems.

Populärvetenskaplig sammanfattning

Power-to-gas är system som använder elektricitet för att producera energirik gas, där metan eller vätgas är de vanligaste produkterna. Metan är en väldigt vanlig energikälla som vanligtvis har fossilt ursprung (naturgas), och om förnybara energikällor används för ett Power-to-gas-system har detta möjligheten att minska klimatavtrycket om naturgas byts ut mot biogen metan. Detta sker via en elektrolysör som använder elektricitet för att spjälka vatten till vätgas och syrgas, som båda har många användningsområden inom exempelvis energitillämpningar och kemisk industri.

I detta examensarbete undersöks ett Power-to-gas-system centrerat kring ett biogasverk i Uppsala. Vätgasen från elektrolysören kombineras med koldioxiden från biogasen för att bilda metan - en process som kallas metanisering - som då ökar mängden metan från biogasverket, vilket kan användas som ett förnybart drivmedel i transportsektorn. Då detta system använder sig av en elektrolysör som använder elektricitet från elnätet finns möjligheten att delta som en balans-tjänst, vilket innebär att på kommando ändra sin elanvändning för att se till att elnätets frekvens är i balans. Detta är något som uppskattas bli viktigare i framtiden i takt med att elektrifieringen ökar, och är en tjänst som balanstjänstgivaren får betalt för. Detta examensarbete har tagit fram en modell som simulerar detta balanstjänstdeltagande för en elektrolysör i ett Power-to-gas-system i syftet av att undersöka hur detta påverkar systemets tekniska och ekonomiska prestanda.

Resultaten visade att inkomsten från balanstjänsterna sänkte systemkostnaderna med ca 8 % utan att störa driften eller ändra några av systemets dimensioner, och kunde sänka systemkostnaderna med upp till 30 % om systemdimensionerna ändrades till att utnyttja balanstjänsterna bättre. De bättre ekonomiska resultaten var även de som var mest känsliga för variation i el- och balanstjänstpris, vilket visar att noggranna avvägningar måste göras för att uppnå långsiktig ekonomisk hållbarhet för dessa system.

Exekutiv sammanfattning

Detta examensarbete har undersökt möjligheterna och påverkan av balanstjänstdeltagande för en elektrolysör i ett Power-to-gas-system (PtG). Det undersökta systemets huvudkomponenter var elektrolysör, vätgaslager, biogasverk, vattenreningsverk och metaniseringskammare, med elektricitetstillförsel från elnätet och separata solcellsanläggningar och vindkraftverk. Examensarbetet framtog en styrningsfunktion i Python som ändrade den timvisa elektriska effekten av systemets PEM-elektrolysör baserat på aktiveringen för balanstjänsten FCR-D, samt beräknade den timvisa reserverade effekten på FCR-D-marknaden. Aktiveringen beräknades utifrån frekvensdata och de villkor som gäller för FCR-D. Examensarbetet framtog även en modell för ett bufferlager, vilket är ett separat vätgaslager avsett enbart för FCR-D-styrningen med syftet att öka dess flexibilitet från systemets ramvillkor. Systemets FCR-D-deltagande och vanliga drift simulerades på årsbasis för år 2021 för 304 olika konfigurationer av elektrolysörstorlek, vätgaslager och bufferlager i syftet att analysera hur olika komponentdimensioner påverkar det centrala nyckeltalet *utjämnad energikostnad för PtG-systemet (LCOPtG)*. Det utfördes även en jämförelse av nyckeltal för utvalda konfigurationer när de deltog som FCR-D-reserv med när de inte gjorde det, samt en känslighetsanalys för variation i elpris, FCR-D-pris och år. Resultaten visar att den reserverade effekten, och därmed balanstjänstinkomsten, ökar ju större elektrolysören och bufferlagret är, vilket i sin tur sänker *LCOPtG*.

Känslighetsanalysen indikerar att dessa överdimensionerade system är, utöver att de ger låga *LCOPtG*, även mest känsliga för variation i pris och år. *LCOPtG* minskar även vid balanstjänstdeltagande, oavsett konfiguration. Slutsatsen är att FCR-D-deltagande kan bidra till att öka lönsamheten för PtG-system, men graden av lönsamhet och ekonomisk stabilitet beror på systemkonfiguration. Slutligen behövs vidare studier för att förbättra och validera systemförståelsen.

Tack

Jag vill tacka alla fina medarbetare på Sveriges lantbruksuniversitet för deras assistans, tid och goda råd för detta examensarbete; handledare Linus Engstam, ämnesgranskare Gunnar Larsson och examinator Åke Nordberg. Tack för att ni hjälpte förverkliga och konkretisera mina idéer om ett examensarbete som detta. Jag vill även tacka Jesper Rydén för vägledning kring databortfallshantering och Olle Levin vid Uppsala Vatten för tillgången till biogasflödet från dess anläggningar. Slutligen, all kärlek till alla ni som stöttat mig igenom denna civilingenjörsutbildning och fått Uppsala att kännas som hemma.

Nomenklatur

Förkortningar

<i>AEL</i>	Alkalisk elektrolysör
<i>aFRR</i>	Automatic Frequency Restoration Reserve - automatisk frekvensåterställningsreserv
<i>AKT</i>	Timvis aktiveringstid för balanstjänst
<i>BRP</i>	Balance Responsible Party - balansansvariga parter
<i>BSP</i>	Balance Service Provider - leverantör av balanstjänster
<i>CAPEX</i>	Capital Expenditure - Investeringskostnad
<i>CSTR</i>	Continuous Stirred Tank Reactor - kontinuerlig omrörningsreaktor
<i>ENTSO-E</i>	European Network of Transmission Service Operators
<i>FCR</i>	Frequency Containment Reserves - Frekvenshållningsreserv
<i>FCR-D</i>	Frequency Containment Reserves for Disturbance - Frekvenshållningsreserv Störning
<i>FCR-N</i>	Frequency Containment Reserves for Normal operation - Frekvenshållningsreserv Normaldrift
<i>FRR</i>	Frequency Restoration Reserve - Frekvensåterställningsreserv
<i>mFRR</i>	Manual Frequency Restoration Reserve - Manuell frekvensåterställningsreserv
<i>HHV</i>	Higher Heating Value - Högre värmevärde
<i>INK</i>	Inkomster från balanstjänstdeltagande
<i>LCOE</i>	Levelised Cost of Energy - Utjämnad energikostnad
<i>LCOPtG</i>	Levelised Cost of Power to Gas - Utjämnad energikostnad för power-to-gas
<i>LHV</i>	Lower Heating Value - Lägre värmevärde
<i>LP</i>	Linjärprogrammering
<i>OPEX</i>	Operating Expenditure - Driftkostnader
<i>PEMEL</i>	Proton Exchange Membrane Electrolyzer - Protonutbytesmembranselektrolysör
<i>PtG</i>	Power-to-Gas
<i>SOEL</i>	Solid-oxidelektrolysör
<i>SvK</i>	Svenska kraftnät
<i>TSO</i>	Transmission System Operator - Nätägare
<i>TVR</i>	Genomsnittlig timvis viktad reserverad effekt

Symboler

η	Verkningsgrad [%]
B	Bufferlagerstorlek [kg_{H_2}]
DL	Dellast [%]
E	Elektrolysörstorlek [MW_{el}]
f	Frekvens [Hz] samt skalfaktor
ΔG	Gibbs fria energi [J]
ΔH	Entalpiskillnad [kJ/mol]
H^{cp}	Henrys konstant [$\text{mol}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$]
I	Elektrisk ström [A]
L	Vätgaslagerstorlek [kg_{H_2}]
P	Elektrisk effekt [W]
$\dot{Q}$	Produktionshastighet [mol/s eller kg/h]
T	Temperatur [$^{\circ}\text{C}$ eller K]
U	Elektrisk spänning [V]

Innehåll

1	Introduktion	1
1.1	Syfte och mål	2
2	Bakgrund	3
2.1	Biogas	3
2.2	Metanisering	3
2.3	Elektrolys	4
2.3.1	Grundläggande vattenelektrolys	4
2.3.2	Elektrolysörteknologier	6
2.4	Power-to-gas	7
2.5	Flexibilitet i elnätet	7
2.6	Tidigare studier	10
3	Metod	11
3.1	Systembeskrivning	11
3.1.1	Biogas	11
3.1.2	Metanisering	12
3.1.3	Elektrolysör	12
3.1.4	Eltillförsel	12
3.1.5	Balanstjänster	12
3.2	Modellbeskrivning	12
3.2.1	Ramvillkor	13
3.2.2	Modellberäkningar	14
3.2.3	Frekvensberäkningar	20
3.3	Övriga beräkningar	21
3.3.1	Simulerade konfigurationer	23
3.4	Avgränsningar	23
4	Resultat	24
4.1	Simuleringsresultat	24
4.1.1	Jämförelse med/utan balanstjänst	26
4.2	Känslighetsanalys	27
4.2.1	Variation av elpris	27
4.2.2	Variation av balanstjänstinkomst	27
4.2.3	Variation av år	28
5	Diskussion	29
5.1	Modellutvärdering och avgränsningar	29
5.2	Simuleringsresultat	30
5.3	Utveckling och vidare studier	32
6	Slutsats	33
A.	Frekvensberäkningar	37
B.	Kompletterande figurer och tabeller	39
C.	Pythonkod	42

1 Introduktion

Power-to-gas (PtG) är en teknologi som kopplar samman gasnät och elnät genom att omvandla elektrisk energi till kemisk energi bunden i gasform, vanligtvis vätgas eller metan. Utvecklingen och användningen av vätgas har potentialen att ha en betydande roll i omställningen till ett utsläppsfritt samhälle, vilket påverkar framtida elbehov i Sverige och Europa. Fossilfri vätgas har snabbt blivit central i EU:s och många länders klimat- och energistrategier [1]. Samtidigt projekteras den globala användningen av naturgas inte avta under de kommande årtiondena, vilket gör biogas till ett relevant alternativ med mindre klimatpåverkan, då det inte är någon kemisk skillnad mellan naturgas och biogas [2]. I takt med att elektrifieringen växer i Sverige ökar även andelen intermittent elektricitetsgenerering i kraftnätet, bestående främst av vind- och solkraft. Dessa kraftkällor har inte samma inneboende förmåga att hålla elnätets frekvens i balans som andra kraftkällor med synkrona generatorer, vilket tillsammans med nya elintensiva industrier medför en risk för att kraftsystemets frekvensstabilitet rubbas [3] [4]. En viktig aspekt för frekvensstabilitet som kan användas för att motverka den ökande instabiliteten är stabiliserande resurser, vilka kan automatiskt ändra antingen dess produktion eller förbrukning baserat på förändringar i elnätets frekvens [3]. Dessa mer flexibla resurser projekteras få ökad relevans i framtiden, varav elektrolysörer nämns som en flexibilitetsresurs gällande efterfrågeflexibilitet och dess producerade vätgas som energilager [4]. En underkategori till stabiliserande resurser är balanstjänster. Dessa aktiveras mellan sva-ga till moderata frekvensavvikelser ($\leq \pm 0,1$ Hz) för snabb reglering tillbaka till jämviktsläget 50 Hz [5]. Vid grövre frekvensavvikelser ($< 48,8$ Hz) aktiveras automatisk förbrukningsfrånkoppling för att undvika en total kollaps av kraftsystemet [3]. En snabb efterfrågeflexibilitet faller under kategorin balanstjänster, och mer specifikt balanstjänsterna FCR-N (frekvensåterställningsreserv normaldrift) och FCR-D (frekvensåterställningsreserv störning). Dessa spelar en viktig roll för att undvika grova, systemhotande frekvensavvikelser, och är de tjänster som en elektrolysör har goda möjligheter att bistå med.

PtG-teknologin metanisering konverterar koldioxid till metan med hjälp av vätgas i en katalytisk process, och har då möjligheten att öka mängden producerad metan från biogas utan att öka mängden använt substrat. Om vätgasen produceras via vattenelektrolys finns möjligheten att reglera effektkonsumtionen av elektrolysören. Detta kan användas på flera fördelaktiga sätt, som att styra förbrukningen efter elpriset och därmed få en billigare drift, eller att styra förbrukningen som en lastbalansering för elnätet och därmed bidra till att frekvensen är i balans. Engstam m.fl [6] utförde en tekno-ekonomisk analys av ett integrerat Power-to-gas-system belägen i Uppsala, där koldioxid från biogas metaniserades via vätgas från en elektrolysör. Systemet modellerades timvis i Python för år 2018-2021 med syftet att hitta den elektrolysörs- och vätgaslagerstorlek som kunde tillgodose metaniseringen på det mest kostnadsoptimerade sättet. Resultatet var att en elektrolysör på 8,5 MW och ett vätgaslager på 300 kg gav det bästa värdet för nyckelvärdet $LCOP_{PtG}$ (levelized cost of power to gas) med 194,6 €/MWh_{CH₄}, vilket är en ekonomisk indikator som visar produktionskostnaden för metaniseringsprocessen. Det är denna modell som detta examensarbete har byggt vidare på genom att undersöka hur detta system och dess nyckelvärden har påverkats av ett deltagande på balanstjänstmarknanden. Den systemkomponent som agerade balanstjänstresurs, mer specifikt för balanstjänsten FCR-D, var elektrolysören, vars styrbara effektförbrukning hade möjligheten att öka eller minska beroende på elnätets flexibilitetsbehov. Detta examensarbete tog fram en metod för att beräkna hur mycket effekt som elektrolysören kunde reservera på FCR-D-marknaden samtidigt som systemets vätgasbehov tillgodosågs, hur mycket av denna reserverade effekt som faktiskt aktiverades, och vilken ändring i vätgasproduktionen som detta ledde till. Genom detta deltagande som FCR-D-reserv fick systemet en ytterligare inkomst proportionerlig till mängd reserverad effekt, vilket hade potentialen att sänka produktionskostnaden $LCOP_{PtG}$. För att ytterligare möjliggöra detta FCR-D-deltagande introducerades även den nya nyckelvariabeln bufferlager, vilket var ett vätgaslager enbart tillgängligt för FCR-D-deltagandet. Vidare undersöktes vilken påverkan olika systemdimensioner har på $LCOP_{PtG}$ när systemet agerade FCR-D-reserv. Detta examensarbete ämnade att bidra till förståelsen av hur PtG-system påverkas av deltagandet som FCR-D-reserv, då detta var ett relativt outforskat område.

1.1 Syfte och mål

Syftet med detta examensarbete var tudelat, där den första delen var att simulera hur deltagande på FCR-D-marknaden för olika dimensionering av elektrolysören och vätagaslagret påverkade den ekonomiska lönsamheten av systemet (LCOPtG), jämfört med fallet att systemet inte deltog på FCR-D-marknaden. Detta uppnåddes via utvecklingen av modellen av Engstam m.fl [6] genom framtagandet av ett nytt styrsätt som simulerade systemets deltagande på FCR-D-marknaden och den ändring i vätagasflöde som medfördes. Den andra delen av syftet med denna analys var att via simulering undersöka den tekniska dimensioneringens påverkan på det ekonomiska utfallet (LCOPtG) med avseende på elpris, FCR-D-pris och år.

Syftet sammanställs i följande frågeställningar:

- Vilken tekno-ekonomisk påverkan på systemet fås när elektrolysören agerar FCR-D-reserv jämfört med när elektrolysören inte gör det?
- Vad har den tekniska dimensioneringens för påverkan på det ekonomiska utfallet (LCOPtG) med avseende på elpris, FCR-D-pris och år?

2 Bakgrund

Detta avsnitt beskriver de teknologier som är relevanta för det undersökta PtG-systemet, balanstjänsters funktion och krav, samt vissa tidigare studier inom ämnet.

2.1 Biogas

Biogas är benämningen av metan och koldioxid som producerats via anaerobisk rötning av organiskt material. Denna rötning sker i en rötkammare där substratet - vanligtvis organiska restprodukter från hushåll, industri eller jordbruk - matas in till en uppsättning mikrober, som i en anaerobisk miljö symbiotiskt bryter ned substratets flyktiga fasta ämnen till rå biogas [7]. Den råa biogasen, bestående av ca 60 % metan och 40 % koldioxid, förs ut ur kammaren och separeras, då många av biogasens appliceringsområden kräver ren metangas. Vanliga metoder för att utföra denna separeringen är vatten- eller aminoskrubning. Vattenskrubning är en mogen, väletablerad och relativt enkel teknologi som använder ett vattenflöde i motsatt riktning till det råa biogasflödet, där koldioxiden absorberas i vattnet via svaga molekylära bindningar (dipol-dipol) [8]. Detta utförs under högt tryck (0,7 - 1,2 MPa) och låga temperaturer för att öka koldioxidens lösbarhet. Metan - som är en opolär molekyl - har mycket lägre vattenlöslighet än koldioxid, vilket kan ses i dess motsvarande värden för Henrys konstant; $H_{CO_2}^{cp} = 3,4 \times 10^{-2} \text{ mol}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$ medans $H_{CH_4}^{cp} = 1,4 \times 10^{-5} \text{ mol}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$ [8]. Denna vattenlösning förs bort från biogasflödet, där koldioxiden senare separeras från vattnet som koldioxid igen via en trycksänkning och tillskott av luft [8]. Vattenskrubning absorberar runt 95 % av all koldioxid och har även möjligheten att absorbera orenheter i gasen som divätesulfid (H_2S). Detta kontaminerar dock vattnet, vilket kräver antingen en avsevärd färskvattenökning eller att vatten renas i en vakuummiljö vid 300 °C [8]. Därmed är det vanligare att tillsätta järnoxider i biogasreaktorn eller använda ett aktivt kolfilter för att rena gasen från H_2S innan vattenskrubningen.

Aminoskrubning använder ett liknande motsatt flöde av en vattenlösning, fast med aminosyror som den aktiva substansen. Principen för denna absorptionsteknologi är att låta koldioxid och fria väteoxidjoner i vattnet forma en vätekarbonatjon via reaktionen

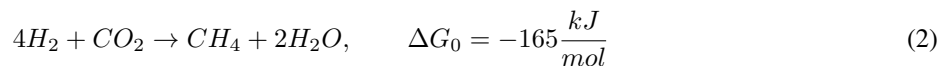


Då detta är en långsam process om enbart vatten används krävs en katalysator för att göra reaktionen gångbar för industriella tillämpningar [8]. Vanligast använda aminlösningen är monoetanolamin (MEA) vilken är en sekundär amin, som medför snabb kinetik och reaktionshastighet [9]. MEA och dess $-\text{NH}_2$ -funktionsgrupp reagerar först med koldioxiden och skapar en mellanliggande reaktionsmolekyl, som sedan reagerar med och löses i vatten. För att åter separera koldioxiden hettas vattenlösningen upp, varpå de tidigare reversibla reaktionerna sker åt andra hållet [9]. Denna metod har möjligheten att absorbera närapå 100 % av all koldioxid [8] men kräver mer tillförd energi än vattenskrubning.

En annan metod att indirekt rena biogasen från koldioxid är att konvertera koldioxiden till metan via metanisering, vilket innebär att gasrening inte är nödvändigt i det fallet.

2.2 Metanisering

Metanisering är en katalytisk process där koldioxid genomgår hydrering och omvandlas således till metan och vatten [2]. Den huvudsakliga reaktionen i metaniseringsprocessen är Sabatier-reaktionen [10] [11] [2], där



och är därmed en exotermisk process. Metaniseringen kan antingen vara termokemisk eller biologisk, där metaller respektive mikrober används som katalysatorer. Katalytisk metanisering, där metallkatalysatorer används, sker vanligtvis i förhållanden mellan 200 °C till 550 °C och 1 till 30 bar i fastbäddsreaktorer [2]. Processens effektivitet ökar vid lägre temperaturer och högre tryck [12]. Mycket forskning kretsar kring optimering av processer från 70- och 80-talet, men nya tekniker och metoder, såsom mikroreaktorer och mer avancerade värmeöverföringsmedium, ökar potentialen för både samtida tekniska krav samt för mer decentraliserade energisystem [12].

För biologisk metanisering är den omsättningsvägen som motsvarar Sabatier-reaktionen (ekvation 2) H_2/CO_2 -vägen. Här används hydrogenotrofer som *Methanosarcina formicicum* för att direkt omvandla väte och koldioxid till metan [13] [10]. Metaniseringen sker i termofiliska förhållanden ($< 70\text{ }^\circ\text{C}$) i antingen omrörings- eller droppbäddsreaktorer [12]. Dessa mikrober är mer motståndskraftiga mot orenheter i den tillförda råa biogasen och har en lägre känslighet för specifika förhållanden mellan CO_2/H_2 än katalytisk metanisering, tack vare bredden av de olika kombinationerna av mikrober som är möjlig [13]. Biologisk metanisering kräver även, tack vare dess låga drifttemperatur jämförd med metallkatalytisk metanisering, mindre mängd tillförd värmeenergi [6]. Metaniseringen kan ske direkt i samma rötkammare för biogasprocessen (in-situ) eller i en extern kammare (ex-situ). Ex-situ kan ge en högre renhetsgrad av metan (ca 98 % jämfört med ca 90 % för in-situ) samt har en högre teknologisk färdighetsgrad än in-situ [11]. Det finns även direkt och indirekt ex-situ, som syftar till om inflödesgasen är rå biogas eller separerad koldioxid.

2.3 Elektrolys

2.3.1 Grundläggande vattenelektrolys

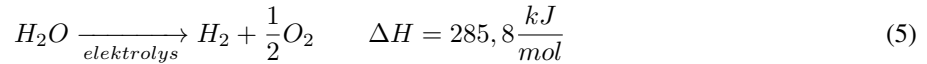
Vattenelektrolys är den process där vattenmolekylen delas till vät- och syrgas genom tillförseln av elektrisk- och termisk energi [14]. Denna process sker för en elektrolysör inom en elektrolyscell, vars specifika anod- och katodreaktion beror på vilken typ av elektrolyserteknik som används. För en PEM-cell är anodreaktionen



och katodreaktionen



vilka tillsammans ger den totala reaktionen



Där ΔH är reaktionens entalpskillnad [kJ/mol]. Då $\Delta H > 0$ innebär detta att reaktionen inte är spontan, utan att arbete måste tillföras via elektricitet och värme. För att dela vattenmolekylen behövs det då tillföras 285,8 kJ/mol, och detta arbete kan utföras via att applicera en elektrisk spänning, vars minsta tillåtna termoneutrala värde för en ideal cell är

$$U_{tn} = \frac{\Delta G}{zF} \quad (6)$$

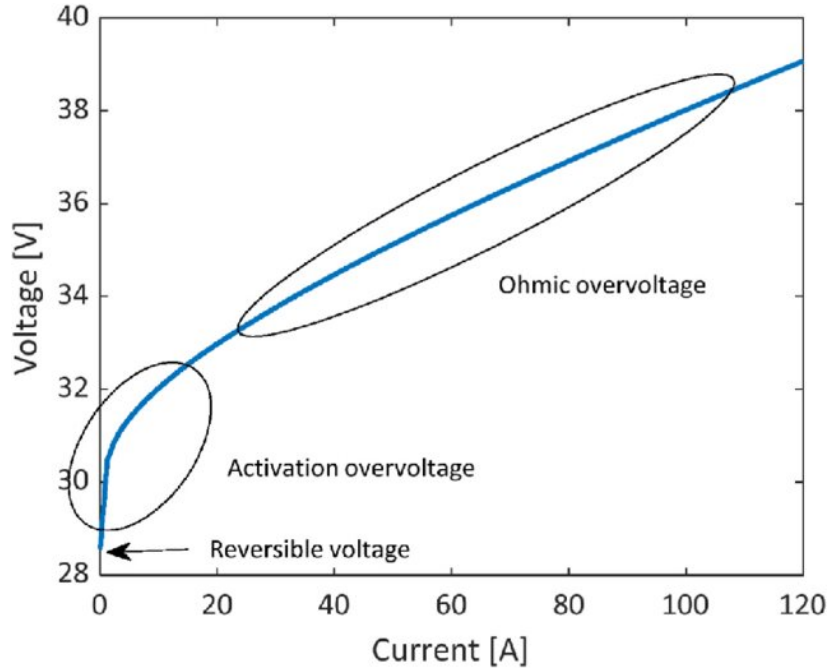
där ΔG är Gibbs fria energi [J], z är antalet överförda elektroner per reaktion ($z=2$) och F är Faradays konstant (96 485 C/mol). ΔG har samband med ΔH via

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (7)$$

där T är omgivningstemperaturen [K] och ΔS är reaktionens entropiskillnad [J/K*mol] [15]. Vid standardförhållanden är $\Delta G^o = -237,2$ kJ/mol, vilket gör att den reversibla spänningen $U_{rev}^o \approx 1,229$ V [15]. Då de verkliga förhållandena i elektrolyscellen innefattar en icke-adiabatisk process, irreversibiliteter relaterade till vattenånga i vät- och syrgasflödena samt att temperaturen och trycket av tillflödesvattnet är ofta lägre än driftförhållandet i elektrolyscellen är den termoneutrala spänningen U_{tn} vanligtvis mellan 1,47 - 1,48 V [16] [14]. Den totala spänningen i elektrolyscellen när direkt ström appliceras är större än U_{tn} då flertalet överspänningar tillkommer. Således är cellspänningen

$$U_{cell} = U_{tn} + U_{ohm} + U_{akt} + U_{con} \quad (8)$$

där U_{ohm} är ohmska överspänningar (ström omvandlas till värme), U_{akt} är aktiveringsöverspänningar (sker vid långsamma reaktioner) och U_{con} är koncentrationsöverspänningar (molekyler är på fel plats), alla i [V]. Det är via elektrolytcellens strömintensitet och spänning som dess effekt fås, då effekten är produkten av ström och spänning. Sambanden mellan strömintensiteten och överpotentialen, och modelleringen av dessa, är utanför detta examensarbets ramar, och kommer därmed inte få någon djupare förklaring. Resultatet av denna modellering - elektrolyscellens karakteristiska I-V kurva - ger dock insikt i hur elektrolyscellen opererar, då den visar strömstyrkan som funktion av spänningen. En generisk I-V kurva för en elektrolyscell visas i figur 1.



Figur 1: Exempel på en I-V-kurva för en 4,8 kW alkalisk elektrolysör och påverkan av aktiverings- och ohmiska överpotentialer. Källa: J.W. Haverkurt [15].

Vätgasproduktionshastigheten i en ideal elektrolysör $\dot{Q}_{H_2}$ [mol/s] är proportionerlig till laddningsöverföringshastigheten, vilket i sin tur motsvaras av den elektriska strömintensiteten enligt

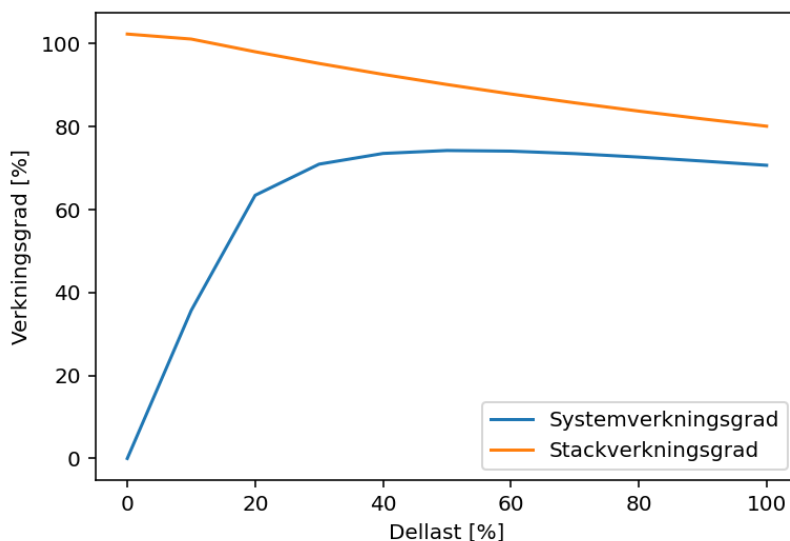
$$\dot{Q}_{H_2} = \frac{\eta_F N_c I_{el}}{zF} \quad (9)$$

där η_F är Faradayverkningsgraden (strömverkningsgraden), N_c är antalet celler i elektrolysörsmodulen, och I_{el} är strömstyrkan genom elektrolysören [A] [17]. Faradayverkningsgraden η_F beskriver mängd genererad vätgas delat med den teoretiska mängden genererad vätgas baserat på tillförseln av elektrisk energi [17]. Parasitiska shuntströmmar som ej bidrar till elektrolysen gör att värdet blir mindre än ett, och denna verkningsgrad och når oftast sitt maximala värde vid nominella produktionsförhållanden [18]. Faradayverkningsgraden påverkar även den elektriska verkningsgraden η_{el} via

$$\eta_{el} = \left(\frac{\Delta H N_c}{zF} \right) \frac{\eta_F}{U_{el}} \quad (10)$$

där ΔH är det högre värmevärdet för vätgas [J] och U_{el} är elektrolysörspänningen [V]. I [17] visade författarna empiriskt att Faradayverkningsgraden η_F beror kvadratisk på strömstyrkan I_{el} samt att den är beroende av tryck men inte temperatur.

Då den krävda effekttillförseln är proportionerlig till strömstyrkan I_{el} påverkar lasten därmed både Faradayverkningsgraden och vätgasgenereringshastigheten enligt ekvation 9. Lasten påverkar även överspänningar, som i sin tur påverkar verkningsgraden negativt genom att U_{el} ökar. Då U_{el} är proportionerlig till lasten är även energiverkningsgraden η_{el} en funktion av lasten enligt ekvation 10. Från modellen framtagen av Engstam m.fl [6] visas verkningsgraden som funktion av lasten i figur 2. Denna används senare i simuleringen beskriven i avsnitt 3.2.2.



Figur 2: Verkningsgrad som funktion av dellasten för en elektrolysör på 10 MW enligt modellen framtagen av Engstam m.fl. [6]. Dellasten uttrycks som P_{akt}/P_{max} , där P_{akt} är den aktuella elektrolysörseffekten.

2.3.2 Elektrolysörteknologier

Gällande elektrolysörteknologier finns det två etablerade teknologier: alkaliska och protonutbytesmembran. Det finns även en mindre utvecklad teknologi: solidoxid.

Alkaliska elektrolysörer (AEL) har varit kända i över 200 år och är väldigt väletablerad inom industriella applikationer samt för power-to-gas. Dessa använder sig av en flytande elektrolyt, vanligtvis vatten med en hög (20-30 viktprocent) koncentration av KOH, som bidrar till elektrolytens höga jonkonduktivitet. Vattenlösningar med NaOH och NaCl är även vanliga elektrolyter [16]. Fördelar med denna elektrolysörsteknologi är billiga katalysatorer, lång livslängd och hög gasrenhet [17]. Dock har denna teknologi tillkortakommanden gällande flexibel operation, låg strömdensitet, höga ohmiska förluster och lågt drifttryck [17]. AEL utsätts även för korrosion från elektrolyten, vilket ökar underhållsfrekvensen och -kostnaden [16] [19]. Dellastspannet är för AEL vanligtvis mellan 40 - 100 %, vilket tillsammans med den låga strömdensiteten gör att AEL inte är optimala att kopplas med intermittenta kraftkällor [17].

Solid-oxidelektrolysörer (SOEL) bygger på ett solitt, tätt, keramiskt oxidmembran (ZrO_2 dopad med Y_2O_3 [19]) som leder syrejoner väl vid höga temperaturer ($> 600\text{ }^\circ\text{C}$) [20]. På grund av dess keramiska membran kräver dessa elektrolysörer ej dyra sällsynta jordartsmetaller. Vid dessa höga temperaturer används ånga som reaktant, och denna miljö med hög temperatur sänker den krävda aktiveringsenergin (se ekvation 7 och 5), vilket gör att U_{rev} är närmare reversibilitet än för de andra elektrolysörteknologierna. Detta gör att SOEL:s elektriska effektivitet vid dessa höga drifttemperaturer är nästan 100 % [20]. Den höga drifttemperaturen öppnar även upp för spillvärmesynergier med andra värmeproducerande eller -konsumerande processer, exempelvis kärnkraftverk, geotermiska energilager eller andra exoterma processer inom ett PtG-system [19], [16]. Trots denna höga tekniska prestanda har SOEL ännu inte blivit fullt kommersiella. Den höga drifttemperaturen påverkar membranets hållfasthet negativt, vilket leder till kort komponentlivslängd [20],[19]. SOEL har även svårare att svara på fluktuationer i driftförhållanden, såsom snabba ändringar i elektrolysörseffekten [19], och har en ramphastighet från varmstart på ca 10 minuter och > 600 minuter från kallstart [21]. Således är denna elektrolysörsteknologi inte väl lämpad för den snabba dynamiska driften som krävs för att agera FCR-D-reserv.

Med tillväxten av förnya, intermittenta energikällor har behovet för en snabb svarstid hos en elektrolysör ökat, särskilt för vattenelektrolys med energi från dessa intermittenta källor. Av de tillgängliga elektrolysörsteknologierna har PEMEL (Proton Exchange Membrane Electrolyzer) den snabbaste svarstiden (sekunder) jämfört med minuter och timmar för alkaliska- respektive solid-oxid-elektrolysörer [18]. Elektrolyten i en PEMEL är ett tunt polymeriskt membran med sulfonsyra, vars funktionsgrupper ($-SO_3H$) ger upphov till elektrolytens protonkonduktivitet [16]. Utöver snabba rampningshastigheter har PEMEL hög strömdensitet ($>2\text{ A cm}^{-2}$), snabb dynamisk svarshastighet ($< 10\text{ s}$) och hög

verkningsgrad (75 %), men också dyra komponenter via dess ädelmetallkatalysator och kortare komponentlivslängd än AEL och SOEL [18] [17] [16]. PEMEL kan tack vare dess tunna men mekaniskt hållfasta membran hållas i drift vid högt tryck, vilket både minskar de ohmiska förlusterna och är kompatibelt med trycksatta vätgaslager. Nackdelen med högt tryck är dock att väteövergångsströmmar - när väte önskat korsar membrangränser - blir mer förekommande, särskilt vid låg strömtäthet [17]. PEMEL är även ofta dyrare och degraderar snabbare än AEL [19].

2.4 Power-to-gas

Power-to-gas (PtG) är en paraplyterm för de tekniska system som konverterar elektricitet till kemisk energi bunden i gasform. Elektriciteten är vanligtvis överskottsenergi från elnätet och processen sker i två steg; först används elektriciteten för att producera vätgas via vattenelektrolys, och sedan används vätgasen tillsammans med kolmonoxid eller -dioxid för att i en metaniseringsprocess skapa metan [19]. Denna metan, ofta kallad SNG (substitutnaturgas) kan injiceras i gasnätet eller gaslager och kan användas som ett direkt substitut för naturgas, som att driva förbränningsmotorer, gasturbiner eller gasbrännare. Det är även möjligt att frångå metaniseringsprocessen och enbart ha vätgasen som slutprodukt, eller att flytande energibärare som dimetyleter och metanol syntetiseras istället för metan [19]. Produkterna från PtG-system kan användas som energilager, råvara för kemiindustrin eller som ett mindre växthusgasintensivt substitut för naturgas [22], [23].

Relevansen för PtG-system att kunna hantera högre andelar förnybar elektricitetsgenerering har växt med tiden, och tillväxten av PtG-system i Europa har uppkommit just tack vare ökningen av mängden sol- och vindkraft i elmixen [19]. I Europa har 128 PtG-projekt utfärdats, varav 63 var i bruk 2018. Bland dessa var andelen PtG-system som använde AEL lika stor som de system som använde PEMEL [24].

För att kunna utnyttja överskottet av elektricitet på elnätet, som sammanfaller med låga elpriser, till fullo krävs att elektrolysören är kapabel för dynamisk drift. Att förbruka elektricitet vid låga elpriser hjälper elnätets balans mellan producerad och konsumerad effekt samtidigt som det bidrar till PtG-systemets lönsamhet. För att öka möjligheten till en mer flexibel elektrolysörsdrift kan ett vätgaslager användas. Detta lager är en hjälp för de tillfällen som vätgasproduktionen och vätgasbehovet inom PtG-systemet inte överensstämmer, vars sannolikhet ökar om elektrolysören styrs efter låga elpriser [19]. Vätgaslagring kan ske på olika sätt; i trycksatta gasbehållare, i kryogeniska trycksatta vätskebehållare, i metallhydridsbehållare eller i underjordiska lagerrum. Att lagringstekniken är kompatibel med PtG-system är den nyckelfaktor som avgör vilken teknik som används, vilket oftast innebär att lagret är onsite, småskaligt, temporärt och kan snabbt både ta emot och avge vätgas [19]. Med dessa villkor är trycksatta gasbehållare och metallhydridsbehållare de mest gångbara alternativen, av vilka trycksatta gasbehållare är det billigare och mest använda alternativet [22].

2.5 Flexibilitet i elnätet

Det svenska elnätet är uppdelat, från norr till söder, i följande fyra budområden; SE1, SE2, SE3 och SE4. Då varje budområde har sitt egna förhållande mellan genererad effekt och konsumerad effekt har då varje budområde sitt egna elpris och sin egna effektbalans. Elhandeln utförs först på day-ahead-marknaden, där priser upphandlas enligt prognoser av morgondagens effektbalans. Då det studerade systemet i detta examensarbete baseras på värden från en anläggning i Uppsala, som ligger i budområdet SE3, anses hela systemet befinna sig i budområdet SE3.

Elnätet hålls i drift genom att balansera genererad och konsumerad effekt. Om produktionen överstiger konsumtionen ökar mängden elektrisk effekt i nätet, och tvärtom om konsumtionen överstiger produktionen. Ett effektoverskott medför risk för skador i elnätets och konsumenternas komponenter, medan ett effektunderskott orsakar spänningsfall som kan leda till strömavbrott eller i värsta fall kollaps av hela elnätet [3]. Därmed är det av stor vikt att effektgenereringen vid varje tidpunkt motsvarar effektkonsumtionen, men förmågan att hantera vissa osäkerheter och fluktuationer finns [25]. Nätägaren har det övergripande ansvaret över denna balans mellan effektgenerering och effektkonsumtion, samt för nätets fysiska tillstånd och underhåll. Nätägaren för Sveriges elnät är det statliga företaget Svenska kraftnät (hädanefter SvK) [26], som tillsammans med nätägarna från Norge (Statnett), Finland (Fingrid) och Danmark (Energinet) skapar det Nordiska synkronområdet.

Sättet som effektbalansen i elnätet mäts och övervakas är via nätets frekvens. Samtliga synkrona generatorer inom det nordiska synkronområdet är designade att verka med 50 Hz, vilket gör att frekvensen i elnätet vid ett balanserat normaltillstånd är 50 Hz. Om effektgenereringen momentant överstiger effektkonsumtionen skapas det ett effekt- (och

därmed energi-) överskott på nätet, vilket resulterar i att frekvensen överstiger 50 Hz. I det motsatta fallet, då effekt-konsumtionen överstiger effektgenereringen, skapas ett effektunderskott på nätet, och frekvensen understiger 50 Hz. Frekvensavvikelser från det normala 50 Hz tas allvarligt, då det inte krävs en allt för stor avvikelse ($< 48,8$ Hz) för att spänningen på nätet helt kollapsar [3].

Det är till effekten och frekvensen på elnätet som begreppet flexibilitet är, inom detta examensarbete, kopplat till. Med ett flexibelt kraftsystem menas systemets förmåga att framgångsrikt hantera varierande mängd effekt över tid, men en mer exakt definition beror mycket på vilket system som undersöks [25]. Huber, Dimkova & Hamacher [27] nämner ramphastighet, rampfrekvens och svarshastighet som tre centrala mått för flexibilitet inom ett kraftsystem. Vidare kan flexibilitet kategoriseras utifrån typ av aktör, från vilket efterfrågehantering (Demand Side Management") kommer. Här innefattas balanseringsmetoder såsom toppeffektskapning, lastförskjutning och dalutfyllnad, vilka alla kommer från att användaren ändrar sitt effektuttag [25]. Då elektrolysören i det undersökta systemet räknas som en användare på elnätet är efterfrågehantering del av metoden för detta examensarbete. Då mängden genererad och konsumerad effekt på elnätet är kopplat till elnätets frekvens, kan flexibilitet alternativt beskrivas som *förmågan att stabilisera en avvikande elnätsfrekvens tillbaka till 50 Hz tillräckligt snabbt nog oavsett nettoeffektens förändringstakt*. Dock måste de tjänster som bidrar till nätets flexibilitet kunna vara förutsägbara i dess aktiveringsmängd och tillgänglighet, det vill säga inte flexibla ur ett större systemperspektiv.

För att säkerställa att frekvensen på elnätet alltid hålls inom säkra ramar finns det reserver som kan aktiveras och balansera tillbaka effektförhållandet till dess normalstatus. Dessa reserver kallas för stödtjänster, vars krav och volym kontrolleras och bestäms av nätägaren. Dessa stödtjänster ger då elnätet en ökad flexibilitet, vars relevans ökar ju större andel av effektgenereringen kommer från intermittenta källor [28]. Sedan 1 maj 2024 är det specifika ansvaret för effektbalansen på elnätet numera hos andra aktörer än själva nätägaren, hos så kallade balansansvariga parter (Balance Responsible Party, härnåter BRP) och leverantörer av balanstjänster (Balance Service Provider, härnåter BSP), som då ersatte den tidigare rollen av balansansvarig [26] [29]. Skillnaden mellan dessa är att en BSP är en marknadsaktör med godkända enheter som kan bidra med balanstjänster nätägaren medan en BRP är en marknadsaktör som är ekonomiskt ansvarig för att effektgenereringen och effektuttaget i elnätet är i balans inom relevant elområde [30]. Det är vanligt, men inte obligatoriskt, att en BSP även äger anläggningen som bidrar med stödtjänsten. Det undersöks om det är möjligt att implementera en oberoende leverantör av balanstjänster, vilken då inte behöver även vara en BRP [30]. Dock är det möjligt för en anläggningsägare att bidra med stödtjänster utan att vara en BSP genom att bli en underleverantör till denna om avtal med en BSP tecknas, där leverantören av balanstjänster är den ytterst juridiskt ansvariga för anläggningens bidrag till stödtjänstmarknaden, samt att anläggningen är tekniskt godkänd som stödtjänst av SvK [31]. En underleverantör är då en del av en BSP:s, och därmed BRP:s, aggregerade stödtjänstportfölj, som används för att buda på stödtjänstmarknaden. Det är via stödtjänster och upphandling av effektoverföring på dagen-före-marknaden (s.k avhjälpande åtgärder) som BRP:s kan se till att elnätets frekvens är i balans. För 2024 fanns 23 BSP:s registrerade hos Svenska kraftnät [32].

Inom paraplybegreppet frekvensstabiliserande åtgärder finns det tre kategorier, var och en med sitt syfte, volym och tekniska krav; stödtjänster för balansering (balanstjänster), icke-frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpande åtgärder [33]. De två sistnämnda delar många likheter med efterfrågehantering, men av dessa är den första kategorin - balanstjänster - av speciell relevans för detta examensarbete. Således menas balanstjänster i detta arbete då stödtjänster nämns. Balanstjänster är helt marknadsbaserade, vilket gör att de upphandlas via budgivning.

Inom balanstjänster finns det fyra typer av tjänster; FCR-N, FCR-D, mFRR och aFRR. FCR-N är Frekvenshållningsreserv Normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal) och aktiveras automatiskt direkt när frekvensen avviker från 50 Hz upp till $\pm 0,1$ Hz, vilket anses vara små förändringar. FCR-D står för Frekvenshållningsreserv Störning (Frequency Containment Reserve - Disturbance) och aktiveras när frekvensen avviker med mer än $\pm 0,1$ Hz från 50 Hz. Den är uppdelad i FCR-D upp och FCR-D ned för upp- respektive nedreglering av frekvensen. Uppreglering innebär en ökning av effektproduktionen eller en minskning av lasten, medans nedreglering innebär en minskning av effektproduktionen eller en ökning av lasten [34]. Slutligen finns manuell- och automatisk Frekvensåterställningsreserv mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) respektive aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve). Dessa har även funktionen att återställa frekvensen till 50 Hz, men har generellt sett längre aktiveringstid än de olika FCR-tjänsterna [5]. Översikt över hur dessa balanstjänster skiljer sig åt visas i tabell 1 Observera att minsta budstorlek för de olika balanstjänsterna är endast ett krav för en BSP:s aggregerade portfölj, och inte ett krav på en enskilda anläggning.

De anläggningar som är lämpade för balanstjänster är de som kan på kommando reglera antingen dess tillförda effekt till elnätet eller dess effektuttag från elnätet. Hur snabbt denna effektförändring kan göras, och uthålligheten av denna,

styr vilken typ av balanstjänst anläggningen kan kvalificeras för. Generellt är produktionsanläggningar, anläggningar med anpassningsbar elförbrukning och energilager mest lämpliga att bidra med balanstjänster [28]. De tekniska kraven för dessa balanstjänster inom Europa sätts av ENTSO-E, vilket är en organisation bestående av 43 europeiska stamnätsägare [35].

Tabell 1: Övergripande karaktärsdrag för de olika balanstjänsterna enligt Svenska kraftnät [5].

	FCR-N	FCR-D upp	FCR-D ned	mFRR	aFRR
Typ av reglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Uppreglering	Nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	Upp- och/eller nedreglering
Minsta budstorlek [MW]	0,1	0,1	0,1	1	1 (5)
Minsta uthållighet [min]	60	20	20	60	60
Aktivering [Hz]	49,9-50,1	49,5-49,9	50,1-50,5	≠ 50	Vid begäran
Aktiveringshastighet	Testbaserad	86 % inom 7,5 s	86 % inom 7,5 s	100 % inom 15 min	100 % inom 15 min

Den totala aktiveringstiden per år skiljer sig mellan de olika balanstjänsterna, mycket tack vare dess olika frekvensintervall och avsedda funktioner. Då FCR-N innefattar det frekvensintervall som är vanlig vid normaldrift aktiveras denna ofta och kontinuerligt under året, med ett historiskt värde för 2017-2019 mellan 96,6 - 97,8 % av årets alla timmar, medan FCR-D upp och ned har en betydligt mindre total aktiveringstid mellan 1,10 - 1,26 % respektive 1,09 - 1,22 % av årets alla timmar [36]. Detta medför att det är stor skillnad mellan den budade effektvolymen och den aktiverade effekten för FCR-D. Gällande den aktiverade volymen samt den timvisa aktiveringstiden för FCR-D upp och ned finns det inte ett tillgängligt dataset för detta, vilket gör att dessa måste beräknas utifrån elnätsfrekvensen. Avsnitt 3.2.3 beskriver metoden för dessa frekvensberäkningar.

Vanliga anläggningstyper som kan bistå med stödtjänster är de som kan variera sin effektgenerering eller -konsumtion. För variation i effektgenerering gäller detta främst reglerbara elproducenter som vattenkraftverk. I en rapport från Energiinspektionen [4] återfinns följande resurser med potential för flexibel effektkonsumtion i Sverige; värme- och kylanläggningar, elektrolysörer, små- och storskaliga batterilager, laddbara personbilar, vehicle-to-grid, gatubelysning och övriga industriella maskiner. Uppskattade potential för flexibel energiförbrukning för dessa resurser för 2025 och dess projektioner för 2030 visas i tabell 2.

Tabell 2: Uppskattad flexibilitetspotential för utvalda resurser för 2025 och 2030 [4]. Observera att potentialen för 2030 är optimistisk.

Resurs	Uppskattat 2025 [MWh/h]	Potential 2030 [MWh/h]
Elektrolysörer	120	200 - 2 400
Värme- och kylanläggningar	450	1500
Batterilager	1050	1 350
Laddbara personbilar	>100	500
Vehicle-to-grid	10	200
Gatubelysning	2-3	10

Då elektrolysörer visar störst (optimistiska) framtida potential i denna prognos är det av extra intresse att undersöka balanstjänstdeltagandet av just dessa, vilket detta examensarbete ämnar att bidra till.

2.6 Tidigare studier

Elhaus m.fl. [37] utförde en tekno-ekonomisk utvärdering av ett Power-to-Methane-system i Tyskland bestående av anaerobisk rötning, vattenskrubbare, PEM-elektrolysör och en droppbäddsreaktor som ex-situ-metaniseringskammare. Den elektriska energin tillfördes från solenergi, vindkraft samt från elnätet. Det simulerade systemet deltog på aFRR-marknaden där den bistod med negativ balanseringsenergi. Gällande bud och prissättning antogs det att kapacitets- och energibud alltid accepterades vid historiska medianpriser som gränsvärde, och energi köptes från nätet endast om ett balanstjänstbud accepterades. Studien hade ingen data gällande behovet av negativ balanseringseffekt, åtminstone inte med en upplösning av 4 s. Således beräknades behovet via att för varje 15-minutersintervall dividera den levererade negativa kontrollreserven med summan av positiv och negativ kontrollreserv. Vidare detaljer i hur modellen utförde beräkningar beskrevs ej. Resultaten visade att deltagandet på balanstjänstmarknaden minskade nettokostnaderna för elektriciteten och investeringsriskerna, samt ökade mängden timmar som elektrolysören verkade vid full last.

Michailos m.fl. [11] undersökte fyra power-to-gas-koncept baserade på biologisk metanisering av biogas. Det undersökta systemet bestod av ett existerande biogasverk kopplat till ett vattenreningsverk i Storbritannien, varav data från två röt-kammare användes. I tillskott modellerades en elektrolysör, metaniseringskammare och en rötrestgasifieringsmodul. Elektrolysören antogs delta som balanstjänst för EFR (Enhanced Frequency Response, vars krav är lik FFR [38]) och FCDM (Frequency Control by Demand Response, aktiveras om $f < 49,9$ Hz [39]) och antas ge en balanstjänstinkomst på 13,2 £/MW installerad effekt. De fyra olika koncepten som undersöktes innefattade alla en PEM-elektrolysör, rötningsskammare och metaniseringsskammare, men varierade hur gasifieringen brukades. Scenario 1 använde inte rötrest, scenario 2 gasifierade rötresterna till syngas vars vätgas användes till metaniseringen, scenario 3 gasifierade rötresterna till syngas vars vätgas och koldioxid användes till metaniseringen, och scenario 4 gasifierade rötresterna till syngas som konverteras via en gasturbin till elektricitet som användes i elektrolysören. Resultaten utvärderades via nyckelvärdena LCOE (Levelized Cost of Energy - utjämnad energikostnad) och MSP (Minimum Selling Price - minimala försäljningspriset), båda med enheten £/MWh_{CH₄}. Resultaten visade att scenario 2 gav både lägst LCOE och MSP, men att båda dessa är mycket högre (ca 860 %) än priset för naturgas, och att subventioner krävs för att göra denna process konkurrenskraftig. Det visades även i en känslighetsanalys att elpriset hade störst påverkan på nyckeltalen.

Konttila [40] gjorde ett examensarbete som utförde en dynamisk modellering av ett PtG-system med kostnadsoptimering som syfte. En AEL med 16,1 MW installerad effekt användes och styrdes efter spotpriser från den finska elmarknaden. Fem vätgaslagerstorlekar inom spannet 0 - 6 200 kg och en kemisk katalytisk metanisering på 6,9 MW modellerades. Systemet deltog som FCR-D-reserv, där det antogs att reservbud avropades och accepterades automatiskt när systemets reserverade effekt översteg den timmens lastreduceringsbehov. Simuleringen varierade tre elprismixer, två från 2021 och en från 2022, och minimerade systemets elektricitetskostnad för varje vätgaslagerstorlek, med nyckeltalet LCOSNG (Levelized cost of synthetic natural gas - utjämnad energikostnad för syntetisk naturgas), LCOH₂ (Levelized cost of hydrogen) och NPV (Net present value) som ekonomiska indikatorer. Resultaten var att elektricitetskostnaderna sjönk med växande vätgaslagerstorlek, men att FCR-D-inkomsterna hade ett maximum vid en vätgaslagerstorlek på 1 500 kg, där sambandet mellan höga FCR-D-inkomster och låga elpriser diskuterades. LCOSNG varierade mellan 92 - 181 €/MWh beroende på vilken elprismix som användes, där prismixen med störst variation gav det lägsta LCOSNG-värdet.

Således har studier gjorts för liknande metaniseringssystem på andra geografiska platser, och även där elektrolysören har deltagit som en balanstjänst (aFRR) [37] och som två balanstjänster (EFR och FCDR) [11]. Examensarbetet av [40] har liknelser med scenariot undersökt i detta examensarbete - metaniseringssystem med elektrolysör som deltar som FCR-D-reserv - med skillnader gällande elektrolysörsteknologi (AEL istället för PEMEL) och ingen frekvensbaserad FCR-D-aktivering. Arbetet av [40] fokuserade även mer på elprisets inverkan på LCOSNG och mindre på spannet av varierade systemdimensioner. Således är påverkan av systemdimensioner för LCOPTG för ett PtG-system som deltar som FCR-D-reserv något av ett område som inte är utforskat till fullo, och logiken för styrsättet för balanstjänstdeltagandet är antingen inte beskrivet i detalj eller otillräcklig i samtliga studier som har beskrivits i detta avsnitt. Således finns inga metoder eller resultat som kan direkt jämföras med detta arbete.

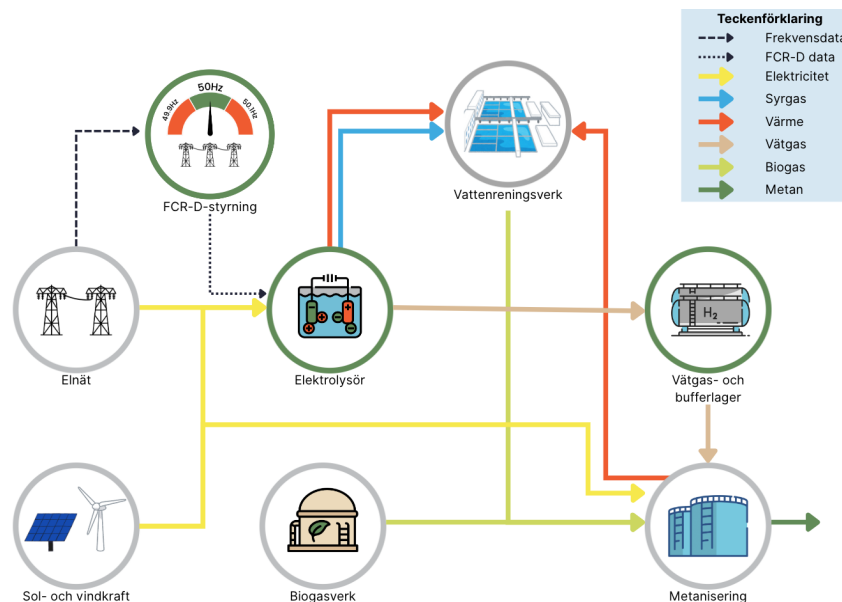
3 Metod

Detta avsnitt ger en överblick av det undersökta systemet för att senare beskriva den modell som examensarbetet framtagit och dess ramvillkor och beräkningar. Sedan beskrivs de frekvensberäkningar som avgör FCR-D-aktiveringen, de nyckeltal som används för att utvärdera resultaten samt de avgränsningar som gjorts inom modelleringen.

3.1 Systembeskrivning

Det undersökta systemet i detta examensarbete bestod av sex huvudsakliga komponenter; elektrolysör, biogasanläggning, metaniseringskammare, vätgaslager, vattenreningsverk samt elnätet med medföljande el- och balanstjänstmarknad. Modellen utförde beräkningar på timbasis och använde således timvisa medelvärden. Mer specifikt var detta examensarbete inriktat mot elektrolysören, vätgaslagret och elnätet, och således lades mindre fokus på biogasanläggningen, metaniseringskammaren och vattenreningsverket. Dessa komponenter hade fortfarande sin roll i simuleringen, men då inget av arbetet inom detta examensarbete har gjorts för dessa komponenter förblev de modellerade såsom Engstam m.fl. [6] skapat dem. Således sågs dessa komponenter i detta examensarbete som ursprunget till timvisa vätgas- och syrgasbehov som elektrolysören skulle uppfylla.

En översikt av det studerade systemet, dess komponenter och flöden visas i figur 3.



Figur 3: Schematisk överblick av det undersökta systemet. De komponenter som har en grön cirkel runt sig är de som detta examensarbete har adderat eller modifierat.

3.1.1 Biogas

Biogasanläggningarna som ingick i systemet var belägna i Uppsala och bestod av Kungsängens gård och Kungsängsverket. Anläggningen Kungsängens gård mottar organiskt avfall från hushåll, verksamheter, slakterier, vars totala mängd var 42 000 ton år 2019, medan anläggningen Kungsängsverket använder primärt avloppsslam från det angränsade vattenreningsverket som substrat [41]. Rötningen i Kungsängens gård sker efter pastörisering under kontinuerlig omrörning och i termofila förhållanden (52°C), medan Kungsängsverket verkar i mesofila förhållanden (35°C) [41]. Den råa biogasen från båda anläggningarna uppgraderas via vattenskrubbning antingen lokalt vid vardera anläggning, där Kungsängens gård har kapacitet att täcka Kungsängsverkets uppgraderingsbehov vid högre produktionsmängder. [41]. I denna modell var metaniseringsanläggningen dimensionerad så att den kunde täcka uppgraderingsbehovet av dessa två biogasverk.

Sammanlagt producerar dessa två anläggningar i genomsnitt $9,4$ miljoner Nm^3 rågas årligen [42], varav 73 % från Kungsängens gård och resterande 27 % från Kungsängsverket [6]. Med en metanhalt på 62 % och ett lägre värmevärde

för metan på $35,8 \text{ MJ/Nm}^3$ motsvarar detta en årlig energimängd på 58 700 MWh. Den exakta timvisa produktionen var känd och användes i simuleringen, men redovisas på grund av sekretess ej i detta examensarbete.

3.1.2 Metanisering

Då detta system, med dess mer variabla vätgasflöde från den mer flexibla elektrolysörsstyrningen, gynnades av en katalysator som är mindre känslig för de specifika gasförhållandena, samt då mindre mängd tillförd värmeenergi krävs, användes biologisk metanisering i detta system. Då metaniseringen i detta system ämnade att ersätta vattenskrubning- en var den valda metaniseringsmetoden direkt ex-situ i det undersökta systemet. Reaktortypen som användes var en kontinuerlig omrörningsreaktor (CSTR), det antogs ett konstant inflöde av vätgas och koldioxid, samt att metanisering- en skedde i en isothermisk miljö [6]. Kapaciteten för den modellerade metaniseringsanläggningen var den som bidrog till lägst *LCOPtG* i rapporten av Engstam m.fl. [6] och var genom alla simuleringar i detta examensarbete konstant vid $5 \text{ MW}_{\text{CH}_4}$.

3.1.3 Elektrolysör

Av de olika elektrolysrsteknologierna beskrivna i 2.3.2 var PEMEL den elektrolysrsteknologi som bäst passade ändamålet för detta system, och var den teknologi som har blivit modellerad. Detta då FCR-D-kraven på svarshastighet visade i tabell 1 är under 10 sekunder [34], och av de olika elektrolysrsteknologierna var PEMEL den enda med en snabb nog dynamisk svarshastighet som uppfyllde dessa krav. Detta examensarbete har inte utvecklat elektrolysrsmo- dell, utan har använt den framtagna av Engstam m.fl. [6], och värdet på den installerade effekten varierade i detta examensarbete mellan 5 - 15 MW_{el}

3.1.4 Eltillförsel

Eltillförseln i detta system kom från elnätet och separata, teoretiska sol- och vindkraftsanläggningar. Eltilförseln från elnätet sågs i modellen som en oändlig energikälla som alltid hade möjlighet att tillgodose den effekt som elektro- lysören och metaniseringsskammaren hade. Sol- och vindkraftskällor modellerades utifrån timvis väderdata från Upp- salaområdet som skalades om via en skalfaktor f_{pv} respektive f_{vind} . Storleken på dessa skalfaktorer var beroende av elektrolysörens installerade effekt P_{inst} [MW_{el}] enligt

$$f_{pv} = f_{vind} = 1,25 \times P_{\text{inst}} \quad (11)$$

Således ökade mängden elektricitet från dessa separata förnybara energikällor när elektrolysrstorleken ökade.

3.1.5 Balanstjänster

Av de balanstjänster som beskrivs i avsnitt 2.5 har detta examensarbete fokuserat på FCR-D ned och FCR-D upp. Detta då kraven för aktiveringshastighet (< 10 sekunder, redovisade i tabell 1) var möjliga att uppnå med den PEMEL som modelleras i systemet, samt att aktiveringstiden för dessa balanstjänster har historiskt varit mellan 1 - 1,3 % av årets alla timmar. Denna andel aktiveringstid är relativt liten, särskilt jämfört med FCR-N (96,6 - 97,8 %) vilket medförde en mindre påverkan på PtG-systemets drift. Detta examensarbete antog att anläggningen hade möjlighet att bidra med balanstjänster till elnätet, antingen via att systemet ägdes av en BSP eller att ägaren var en underleverantör till en BSP.

3.2 Modellbeskrivning

Målet för den styrning som detta examensarbete tagit fram var att hitta den maximala förändringen i elektrolysrseffekten ΔP [MW_{el}] från den planerade elektrolysrseffekten P_{bau} [MW_{el}] som kan gälla i en hel timme utan att lagret någon gång under dagen blir antingen överfullt eller negativt. Då systemet deltog både på FCR-D ned respektive -upp simultant framtogs således ΔP_{max} [MW_{el}] respektive ΔP_{min} [MW_{el}] för varje timme, vilka motsvarade de effekter som kunde budas på balanstjänstmarknaden. Sedan beräknades skillnaden i vätgasproduktion som uppkom från den eventuella aktiveringen av denna reserverade effekt, samt inkomsterna kopplade till den reserverade effekten.

Denna styrning implementerades som en funktion i modellen framtagna av Engstam m.fl. [6], som händanefter be- nämns som "huvudmodell", och använde således flertalet värden och beräkningar från modellen för att framta resul- taten. Detta avsnitt beskriver de funktioner som har skapats samt de delar av huvudmodellen som hade högst relevans

för detta examensarbete. Samtliga delar var skrivna i Python, och en mer komplett beskrivning med Python-syntax av de funktioner som framtagits för detta examensarbete återfinns i Appendix C.

Huvudmodellen av Engstam m.fl. [6] beräknar flera ekonomiska och miljömässiga nyckeltal för en teoretisk metaniseringsanläggning belägen i Uppsala. Den består av 6 större komponenter; Elnätet (verklig) med viss andel vind- och solkraft (teoretiska), elektrolysör (teoretisk), vätgaslager (teoretisk), biogasverk (verklig), vattenreningsverk (verklig) samt metaniseringskammare (teoretisk). Elnätet ses som en oändlig effektkälla, med faktiska timvärden för elpris och beräknade emissionsvärden. Vind- och solkraften är modellerade enligt timvisa teoretiska genereringsprofiler i Uppsala. Elektrolysören är modellerad som en PEMEL av valbar storlek, med snabb ($<10s$) effektändringsmöjlighet. Vätgaslagret är av valbar storlek. Biogas- och vattenreningsverket använder faktisk timvis data av produktionen av rå biogas respektive syrgasbehov, samt värmebehov för båda processerna. Metaniseringskammaren simulerar ej de mikrobiella processerna som sker, utan använder generella verkningsgrader och värden. De flöden som huvudmodellen hanterar är vätgas, syrgas, koldioxid, metan, värme och elektrisk effekt (från vind- och solkraften). Av dessa anses syrgas och värme vara biprodukter som används i vattenreningsverket för att minska dess energibehov.

Huvudmodellens övergripande utförande är att, efter att ha definierat storlek på elektrolysör- och metaniseringseffekt [MW_{el} respektive MW_{CH_4}], vätgaslager [kg_{H_2}], vind- och solkraftseffekt [MW_{el}] samt för vilket år som simuleringen ska ske, ta fram den mest kostnadseffektiva driften av elektrolysören för varje timme av året samtidigt som alla systemets behov och villkor uppfylls. Detta görs på timbasis en dag i taget som ett linjärprogrammeringsproblem (LP). Efter den mest kostnadseffektiva timvisa medelelektrolysörseffekten för en dag (hädanefter "körschemat") har framtagits görs alla flödes- och processberäkningar för systemet följt av ekonomiska beräkningar, vars resultat alla sparas. Detta upprepas för samtliga dagar på året, varefter dessa summeras för att ge årliga värden som sammanställs till nyckeltal. Dessa nyckeltal är både tekniska, som värme- ($\eta_{värme}$) syre- (η_{O_2}) och total verkningsgrad (η_{tot}); ekonomiska, som *LCOPTG* (levelized cost of power-to-gas), *LCOM* (levelized cost of methane); och miljömässiga, som *MNSE* (marginal net-specific emissions) och *ANSE* (average net-specific emissions). Av dessa är *LCOPTG* [$€/MWh_{CH_4}$] - utjämnad energikostnad för power-to-gas-systemet - det centrala ekonomiska nyckeltalet, då den indikerar metaniseringsprocessens totala produktionskostnad för en MWh metan. Utöver dessa tillkommer även följande nyckeltal specifikt för detta examensarbete: *INK_C* och *INK_O* [$€$] vilket är den totala inkomsten från deltagandet på FCR-D-marknaden relativt *CAPEX* respektive *OPEX*, samt *TVR* [% eller -] vilket är den genomsnittliga timvisa viktade reserverade effekten. Hur dessa nyckeltal beräknas förklaras i avsnitt 3.3.

Den huvudsakliga funktionen som skapats i detta examensarbete var *Styrning()*. Den anropades i huvudmodellen direkt efter optimeringsfunktionen som skapade körschemat för elektrolysören på timbasis för en dag optimerat efter de ramvillkor beskrivna av Engstam m.fl. [6]. Optimeringsfunktionen hade flertalet utparametrar, varav den optimala medelelektrolysörseffekten P_n [MW_{el}] för varje timme och den planerade optimala mängden vätgas i lagret L [kg_{H_2}] för varje timme användes i funktionen *Styrning()*. Syftet med *Styrning()* var att modifiera elektrolysörens medeleffekt och mängden vätgas i lagret för varje timme för att motsvara den ändring i elektrolysörseffekt som resulterade från deltagandet på balanstjänstmarknaden. Funktionen *Styrning()* anropades därmed efter att optimeringsfunktionen anropats, vilket innebar att optimeringen inte tog hänsyn till deltagandet på balanstjänstmarknaden. Anledningen till att *Styrning()* var sin egna funktion och inte en del av optimeringsfunktionen var dels att det hade tagit mycket längre tid att göra detta, då optimeringsfunktionen var formulerat som ett LP-problem med sina egna viktningar (vars balans var enligt författaren väldigt enkel att rubba), och genom att ändra detta blev resultatet svårare att jämföra mot basfallet från Engstam m.fl. [6] då körschemat förändrades. Att anropa *Styrning()* efteråt säkerställde då att körschemat var detsamma som tidigare, vilket gav en tydligare jämförelse. Denna struktur hade även fördelen att vara mer generell och modulär, vilket kunde öka modellens tillämpningsmöjligheter. Slutligen representerade denna struktur den påverkan som deltagandet på balanstjänstmarknaden hade på en anläggning som inte var optimerad för det utan för sin egna process, vilket kan vara fallet för många existerande anläggningar.

Funktionen *Styrning()* byggde på ramvillkoren beskrivna i avsnitt 3.2.1, och följande logik och beräkningar utfördes för varje timme under en dag, och hela simuleringen var för varje dag under ett år. Således behandlades mängder och timvisa flöden, såsom kg och kg/h, likadant, och alla beräkningar avser timvisa genomsnitt.

3.2.1 Ramvillkor

Styrningen hade gränser att arbeta inom för att se till att alla ramvillkor uppfylldes. De centrala ramvillkoren var att vätgaslagret aldrig översteg dess maximala kapacitet eller understeg dess minimala kapacitet, samt att elektrolysörseff-

fekten aldrig översteg dess maximala kapacitet eller understeg den minimala kapaciteten som motsvarade att elektrolysören utsattes för en kallstart följande timme. Ytterligare ett villkor var att effekten från den lokala solcellsanläggningen alltid konsumerades. Således kunde vätagaslagrets ramvillkor uttryckas som

$$0 \leq L \leq L_{max} \quad (12)$$

där L är vätagaslagrets aktuella lagermängd [kg_{H_2}] och L_{max} är vätagaslagrets maximala kapacitet [kg_{H_2}]. Ramvillkoren för elektrolysörseffekten kunde uttryckas som

$$P_{min} \leq P \leq P_{inst} \quad (13)$$

där P är elektrolysörens aktuella effekt [MW_{el}] P_{min} är den minsta tillåtna elektrolysörseffekten [MW_{el}] och P_{inst} är elektrolysörens maximala installerade effekt [MW_{el}]. För P_{min} fanns tre möjliga minsta tillåtna effekter; P_{PV} , vilket är den tillförda effekten från solcellsanläggningen [MW_{el}], P_{lim} , vilket är den minsta effekt elektrolysören kan ha utan att orsaka en kallstart [MW_{el}] och $P_{H2,min}$, vilket är medeleffekten som motsvarar den minsta möjliga vätagasproduktionen utan att vätagaslaget blir negativt [MW_{el}]. Detta innebar att det fanns sex möjliga utfall:

1. $P_{PV} > P_{H2,min} > P_{lim}$
2. $P_{PV} > P_{lim} > P_{H2,min}$
3. $P_{lim} > P_{H2,min} > P_{PV}$
4. $P_{lim} > P_{PV} > P_{H2,min}$
5. $P_{H2,min} > P_{PV} > P_{lim}$
6. $P_{H2,min} > P_{lim} > P_{PV}$

Då P_{PV} , P_{lim} och $P_{H2,min}$ alla representerade den lägsta tillåtna elektrolysörseffekten, där skillnaden var från vilket ramvillkor gränsen kommer från, var därmed den lägsta tillåtna elektrolysörseffekten i dessa sex utfall det största värdet i korresponderande fall. Därmed delade 1 och 2 samma utfall, och samma gällde för 3 och 4 samt 5 och 6, och det gick att extrahera följande logik för att hitta rätt lägsta tillåtna elektrolysörseffekt:

$$\text{Om } P_{H2,min} < P_{PV} \text{ och } P_{H2,min} > P_{lim} : \Delta P_{min} = P_{PV} - P_{bau} \quad (14)$$

$$\text{Eller om } P_{H2,min} < P_{lim} \text{ och } P_{PV} < P_{lim} : \Delta P_{min} = P_{lim} - P_{bau} \quad (15)$$

$$\text{Annars : } \Delta P_{min} = P_{H2,min} - P_{bau} \quad (16)$$

där ΔP_{min} är den maximala minskningen i medeleffekt för gällande timme [MW_{el}]. Då elektrolysörseffekten P påverkade vätagaslaget L via verkningsgraden η , då det producerade vätagasflödet $Q_{H2,prod} = P\eta$ [$\text{kg}_{\text{H}_2}/\text{h}$], var dessa två ramvillkor sammanlänkade. Utöver dessa var styrningen även tvungen att förhålla sig till det momentana vätagasbehovet D_{H2} [$\text{kg}_{\text{H}_2}/\text{h}$] som härstammar från metaniseringen. Slutligen blev styrningen marginellt annorlunda beroende på vilken balanstjänst som var aktiv, då FCR-D upp innebar att elektrolysörseffekten regleras ned och FCR-D ned innebar att elektrolysörseffekten regleras upp.

3.2.2 Modellberäkningar

Styrningen inleddes med att beräkna den största och minsta möjliga ändringen i vätagasflödet under den rådande timmen utan att ramvillkoren för vätagaslaget bryts för någon timme under dagen (ekvation 12 och 13). Styrningen använde värden gällande timvisa vätagaslagersaldon och vätagasbehov som huvudmodellen redan beräknat, och den största möjliga ökningen av vätagasproduktionen beräknades enligt

$$\Delta \dot{Q}_{H2,max} = \frac{L_{max} - \max(L)}{\tau} \quad (17)$$

där L_{max} är den maximala vätagaslagerkapaciteten [kg], $\max(L)$ är det maximala vätagaslagersaldot för de kommande timmarna av dagen [kg] och τ är den maximala aktiveringstiden uttryckt som andel av timmen [-]. τ användes här som

en faktor som representerar att balanstjänsten endast var aktiv för en del av timmen. Närmare bestämt användes den maximala aktiveringstiden på 20 minuter i denna modell, då det är minimikravet för en FCR-anläggning enligt [34]. Denna faktor representerade även att modellen inte hade fullständig framsynthet, då den faktiska aktiveringstiden var okänd i detta steg, och gjorde då beräkningen enligt scenariot som kräver längst uthållighet. Den största minskningen av vätgasproduktionen beräknades på liknande sätt enligt

$$\Delta\dot{Q}_{H_2,min} = (L_{min} - \min(L)) * \tau \quad (18)$$

När den största tillåtna ökningen respektive minskningen i vätgasflödet under timmen har beräknats kunde den maximala respektive minimala medelvätgasproduktionen beräknas via att addera dessa med den planerade medelvätgasproduktionen $H_{2,bau}$ [kg_{H2}/h] (Business As Usual):

$$\dot{Q}_{H_2,max} = \dot{Q}_{H_2,bau} + \Delta\dot{Q}_{H_2,max} \quad (19)$$

$$\dot{Q}_{H_2,min} = \dot{Q}_{H_2,bau} + \Delta\dot{Q}_{H_2,min} \quad (20)$$

Nästa steg var att hitta vilka elektrolysörseffekter $P_{H_2,max}$ och $P_{H_2,min}$ som motsvarade vätgasproduktionen för $\dot{Q}_{H_2,max}$ respektive $\dot{Q}_{H_2,min}$. Då elektrolysörens verkningsgrad var en funktion av dellasten (beskrivet i avsnitt 2.3.2) var även vätgasproduktionen en funktion av dellasten. Detta gjordes genom att först beräkna vätgasproduktionen som funktion av dellasten (verkningsgraden medräknat), och sedan hitta de värden som bäst motsvarade $\dot{Q}_{H_2,max}$ och $\dot{Q}_{H_2,min}$. I denna modellbeskrivning representerades elektrolysörens vätgasproduktion som funktion av dellasten som

$$\dot{Q}_{H_2} = \eta \times f(DL) \quad (21)$$

där η är elektrolysörens energiverkningsgrad [%], $f(DL) \in [0, 1]$ funktionen som uttrycker hur dellasten påverkar verkningsgraden (systemverkningsgradskurvan i figur 2) och DL är dellasten för elektrolysören [%], uttryckt som

$$DL = \frac{P}{P_{inst}} \times 100 \quad (22)$$

där P är den aktuella elektrolysörseffekten [MW_{el}] och P_{inst} är elektrolysörens maximala installerade effekt [MW_{el}]. Via dessa beräknades den motsvarande effekten för $\dot{Q}_{H_2,max}$ och $\dot{Q}_{H_2,min}$ via

$$P_{H_2,max} = \frac{f^{-1}(\dot{Q}_{H_2,max})}{\eta} \times P_{inst} \quad (23)$$

och

$$P_{H_2,min} = \frac{f^{-1}(\dot{Q}_{H_2,min})}{\eta} \times P_{inst} \quad (24)$$

Efter omvandlingen från vätgasflöde till elektrolysörseffekt uppkom ytterligare ett av ramvillkoren, mer specifikt den relaterad till den minsta tillåtna elektrolysörseffekten. Därmed gjordes en koll enligt ekvationerna 14 - 16, varifrån den minsta tillåta elektrolysörseffekten för rådande timme erhöles. Nästa steg motsvarade ett effektbud på balanstjänstmarknaden. På FCR-D ned-marknaden budades $P_{res,max}$ och på FCR-D upp-marknaden budades $P_{res,min}$, vilka beräknades enligt

$$P_{res,max} = P_{H_2,max} - P_{bau} \quad (25)$$

och

$$P_{res,min} = P_{bau} - P_{H_2,min} \quad (26)$$

där P_{bau} är medelelektrolysörseffekten för rådande timme [MW_{el}]. Då modellen beräknade det mest kostnadseffektiva körschemat för elektrolysören på timbasis för hela dagen innan balanstjänsterna beräknades, samt att prisdatan från FCR-D-marknaderna redan fanns tillgänglig för hela året, fick denna modell en viss klärvoajans. Ett sätt att se modellens processer ur ett temporalt perspektiv är att både driftschemat och budgivningen skedde direkt och blev avropat direkt. Det går även att alternativt se det som att både driftschemat och budgivningen gjordes dagen innan (day-ahead), och att resultaten från styrning beräknades dagen efter.

Nästa segment är kopplat till den tekno-ekonomiska förändring som deltagandet som balanstjänst medför. Då detta examensarbete antog att modellen vann budgivningen med det pris som var aktuellt för den timmen blev inkomsten från deltagandet på balanstjänstmarknaden

$$INK_n = P_{res,max} * PRIS_d \quad (27)$$

och

$$INK_u = |P_{res,min}| * PRIS_u \quad (28)$$

där INK_n och INK_u är inkomsterna från deltagandet på FCR-D upp respektive ned-marknaden för den aktuella timmen [€], och $PRIS_n$ och $PRIS_u$ är prissättningen för FCR-D upp respektive ned på kapacitetsmarknaden för den aktuella timmen [€/MW]. Dessa inkomster summerades och adderades till inkomsten från användandet av biprodukter (I_{bp} i ekvation 45 i avsnitt 3.3). Utöver en extra tillförd inkomst påverkade deltagandet som balanstjänst även den genomsnittliga elektrolysörseffekten, vilken berodde på balanstjänsternas aktiveringstid under den aktuella timmen. Denna beräknades som

$$\Delta P_{akt,max} = P_{res,max} * AKT_n \quad (29)$$

och

$$\Delta P_{akt,min} = P_{res,min} * AKT_u \quad (30)$$

där $\Delta P_{akt,max}$ och $\Delta P_{akt,min}$ är den maximala respektive minimala aktiverade effekten för den aktuella timmen [MW], och AKT_n och AKT_u är aktiveringsfaktorn för FCR-D ned respektive upp uttryckt som andel av timmen [-]. AKT_n och AKT_u har beräknats från frekvensdata vilket beskrivs i avsnitt 3.2.3. Vidare kunde den nya medeleffekten som elektrolysören har under denna timme P_{flex} beräknas enligt

$$P_{flex} = P_{bau} + \Delta P_{akt,max} + \Delta P_{akt,min} \quad (31)$$

Observera att $\Delta P_{akt,min}$ är negativ. P_{flex} representerar då den nya medeleffekten under den timmen, vilket är ett användbart mått i sig men motsvarar inte nödvändigtvis mängden vätgas som produceras. Detta då verkningsgraden var en funktion av dellasten, och elektrolysören hade en annan dellast när FCR-D ned var aktiverad jämfört med när FCR-D upp var aktiverad. Därmed måste vätgasproduktionen från dessa tillstånd beräknas separat och sedan summeras med vätgasproduktionen från normaltillståndet P_{bau} . Således erhöles dellasterna via

$$DL_{max} = \frac{\Delta P_{akt,max} + P_{bau}}{P_{inst,max}} \quad (32)$$

$$DL_{min} = \frac{\Delta P_{akt,min} + P_{bau}}{P_{inst,max}} \quad (33)$$

och

$$DL_{bau} = \frac{P_{bau}}{P_{inst,max}} \quad (34)$$

Gällande ändringen i producerad mängd vätgas behövdes två beräkningar göras, då mängden vätgas var beroende på verkningsgraden och i sin tur dellasten. Därmed beräknades först den vätgasproduktion som elektrolysören orsakar med den medeleffekt som balanstjänsten medförde enligt

$$\dot{Q}_{H2,flex,max} = \eta(DL_{max}) * (P_{bau} + \Delta P_{akt,max}) \quad (35)$$

och

$$\dot{Q}_{H2,flex,min} = \eta(DL_{min}) * (P_{bau} + \Delta P_{akt,min}) \quad (36)$$

för att senare åter beräkna den planerade vätgasproduktionen enligt

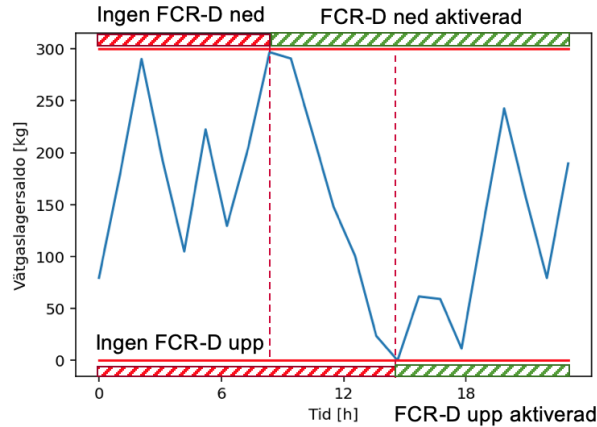
$$\dot{Q}_{H2,bau} = \eta(DL_{bau}) * P_{bau} \quad (37)$$

Den faktiska skillnaden i vätgasproduktion under timmen, $\Delta \dot{Q}_{H2,prod}$, erhöles slutligen via

$$\Delta \dot{Q}_{H2,prod} = (\dot{Q}_{H2,flex,max} - \dot{Q}_{H2,bau}) - (\dot{Q}_{H2,bau} - \dot{Q}_{H2,flex,min}) \quad (38)$$

som representerade hur mycket mer eller mindre vätgas som hade producerats via deltagandet på balanstjänstmarknaden för gällande timme. Denna mängd adderades slutligen till vätgaslagersaldot L . Här adderades tillskottet $\Delta\dot{Q}_{H_2,prod}$ för den dåvarande timmen samt alla kommande timmar under dagen, men inte för föregående timmar. En grafisk översikt av denna process visas i figur 6.

Från ramvillkoret i ekvation 12 som uttrycks i styrningen via ekvation 17 och 18 framgår det att deltagandet på FCR-D upp och ned-marknaden inte var möjligt fram tills efter den sista timmen på dygnet där lagret är tomt respektive fullt. Detta då FCR-styrningen ändrade den timvisa vätgasproduktionen efter att optimeringsfunktionen tagit fram dagens körschema, och för att visa denna retroaktiva förändring adderades den timvisa förändringen av vätgasproduktionen $\Delta\dot{Q}_{H_2,prod}$ till alla kommande timmars lagersaldo för dagen. Detta visas i figur 4, där vätgaslagret var fullt vid timme 8 och tomt vid timme 14. Om en retroaktiv ökning respektive minskning av vätgasproduktionen skulle ske innan dessa timmar blir vätgaslagret överfullt respektive negativt, vilket inte är tillåtet.



Figur 4: Lagersaldo för en dagssimulering med ett vätgaslager på 300 kg. De horisontella röda linjerna är vätgaslagergränserna, de vertikala streckade röda linjerna indikerar tidpunkten då vätgaslagret blir fullt respektive tomt, och de röda- och gröna ytorna indikerar tiden som FCR-D upp och ned är avaktiverade respektive aktiverade.

Därmed rimmade detta inte väl med hur optimeringsfunktionen skapade körschemat, då det var ekonomiskt fördelaktigt att fylla lagermängden helt vid timmar då elpriset var lågt för att sedan tömma vätgaslagret helt vid timmar då elpriset var högt. Utöver detta var även optimeringsfunktionen programmerad att tömma vätgaslagret så väl som möjligt vid slutet av varje dag, vilket resulterade i att vätgaslagermängden under en dag nästan alltid var full respektive tom vid någon timme under dagen. Således blev deltagandet på FCR-D-marknaden, och de inkomster som kommer därifrån, begränsad vid en styrning som optimerar körschemat efter elpriser.

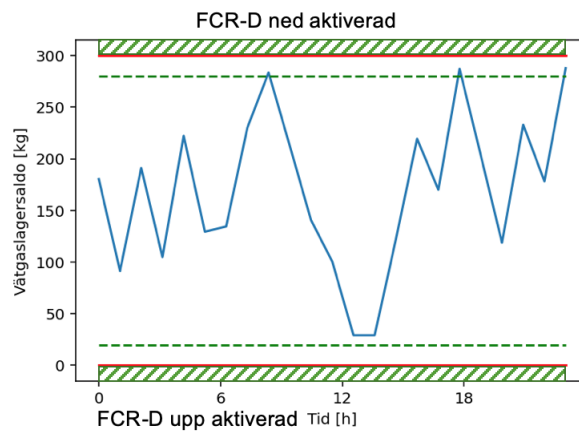
Detta problem kunde lösas på huvudsakligen två sätt. Det ena sättet var att ändra hur optimeringsfunktionens LP-problem var viktat för att öka sannolikheten att färre timmar har antingen fullt eller tomt vätgaslager. Likt hur FCR-D-styrningen inte var en del av LP-problemet (avsnitt 3.2) undveks detta då dess balans var enkel att rubba och svår att återställa, samt att detta hade resulterat i en annan styrningstyp som skulle vara svårare att jämföra med resultaten från Engstam m.fl [6]. Det andra sättet var att introducera en begränsning i tillgänglig lagermängd för optimeringsfunktionen. Detta ändrade inte vikterna i LP-problemet, utan endast värdena på maximala och minimala lagermängden som LP-problemet använde. Därmed blev en andel av det totala vätgaslagret tillgängligt enbart för FCR-D-styrningen, och denna andel av lagret benämns som *bufferlager* B [kg]. Om $L_{o,min}$ och $L_{o,max}$ är minimi- respektive maximivärdet på vätgaslagret som optimeringsfunktionen använder uttrycks implementeringen av bufferlagret som

$$L_{o,min} = L_{min} + \frac{B}{2} \quad (39)$$

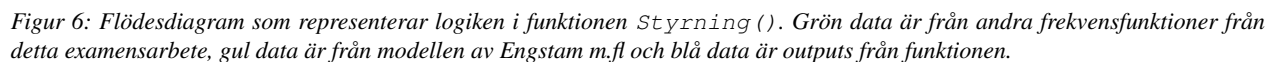
$$L_{o,max} = L_{max} - \frac{B}{2} \quad (40)$$

där L_{min} är den minimala vätgaslagermängden (0) [kg_{H₂}] och L_{max} är den maximala vätgaslagermängden [kg_{H₂}].

Ett bufferlager på 20 kg vätgas innebar då att minimivärdet för det tillgängliga vätgaslagret för optimeringsfunktionen ökade med 10 kg och att maximum minskade med 10 kg, och att då 20 kg vätgaslager hade frigjorts för användning av enbart FCR-styrningen utan att den totala vätgaslagermängden har förändrats. Ju större bufferlagerstorlek desto mindre begränsad blir $\Delta\dot{Q}_{H2,prod}$ och större mängd effekt $P_{res,min}$ och $P_{res,max}$ kunde reserveras på FCR-D-marknaden, förutsatt att optimeringsfunktionen hade en tillräcklig mängd vätgaslager tillgänglig. Som kontrast till fallet utan bufferlager visat i figur 4 illustreras bufferlagrets inverkan på vätgaslagersaldot, och därigenom FCR-D-deltagandet, i figur 5. Med denna begränsning nådde vätgaslagersaldot inte lagergränserna, vilket innebar att det fanns möjlighet att retroaktivt ändra dessa via FCR-D-deltagande.



Figur 5: Lagersaldo för en dagssimulering med ett vätgaslager på 300 kg. De horisontella röda linjerna är vätgaslagergränserna, den horisontella gröna streckade linjen indikerar begränsningarna $L_{o,min}$ och $L_{o,max}$ som bufferlagret medför, och de gröna ytor indikerar tiden som FCR-D upp och ned är aktiverade.



3.2.3 Frekvensberäkningar

För att kunna bestämma hur stor andel av timmen som både FCR-D upp och ned är aktiva skapades funktionen `Frequency()`. Den använde frekvensdata från Fingrid, som då gällde för hela Nordiska synkronområdet, med ett tidsintervall mellan mätpunkterna på 0,1 sekunder [43]. Dessa sorterades för varje timme baserat på om frekvensdatumets värde var $f_i \geq 50,1$ eller $f_i \leq 49,9$;

$$a_n = \sum_{\substack{f_i \in D \\ f_i \geq 50,1}} f_i \quad (41)$$

och

$$a_u = \sum_{\substack{f_i \in D \\ f_i \leq 49,9}} f_i \quad (42)$$

där a_n och a_u är antalet datum vars frekvensvärde var $\geq 50,1$ Hz respektive $\leq 49,9$ Hz, och D är datasetet med alla frekvensvärden för en timme. Summorna a_n och a_u dividerades sedan med antalet datum per timme för att ge aktiveringsfaktorn AKT_x ;

$$AKT_n = \frac{a_n}{|D|} \quad (43)$$

och

$$AKT_u = \frac{a_u}{|D|} \quad (44)$$

AKT_n och AKT_u är båda dimensionslösa och beskriver andelen av timmen som frekvensvärdet var inom gränserna för FCR-D ned eller FCR-D upp. Dessa värden användes som faktorer för att beräkna aktiveringsenergin i ekvationerna 29 och 30 i avsnitt 3.2.2. Mer information gällande Python-syntax återfinns i Appendix C och metod för databortfall beskrivs i Appendix A.

Det beräknade timvisa max- respektive medelvärde för aktiveringen av FCR-D ned och upp för 2021-2024 visas i tabell 3, där medelvärdet var inom intervallet 0,5 - 1,43 % av timmen. Då dessa värden är timvisa medelvärden motsvarar dessa även då det årliga genomsnittet. Vid jämförelse med den tidigare tumregeln med en aktiveringstid av 1 - 1,26 % av årets timmar från Svenska kraftnät [36] anses dessa beräkningar vara inom ett rimligt spann. Minimala aktiveringstiden för alla balanstjänster och år var 0. Observera att även fast det för 2021 inte fanns data för prissättningen för FCR-D ned så fanns den teoretiska aktiveringstiden för FCR-D ned, då den beräknas utifrån frekvensdata från 2021. Substitutionen för FCR-D ned med FCR-N för 2021 beskriven i avsnitt 3.4 avser då enbart priser, inte aktivering.

Tabell 3: Översikt över maximala- och medelaktiveringstiden och andelen icke-aktiverad för FCR-D ned (N) och upp (U) uttryckt i procentuell andel av timmen, samt standardavvikelsen uttryckt i andel av timmen för 2021-2024. Värdet i parentes är hur många timmar på året som aktiveringstiden översteg 20 minuter, vilket motsvarar ett procentuellt värde på 33,3 %.

	2021		2022		2023		2024	
	FCR-D	FCR-U	FCR-D	FCR-U	FCR-D	FCR-U	FCR-D	FCR-U
Max [%]	11,15 (0)	4,87 (0)	46,95 (9)	100 (42)	56,08 (17)	100 (53)	53,73 (20)	100 (34)
Medel [%]	0,82	0,5	1,01	1,29	1,03	1,43	1,1	1,26
Std.av [%]	2,5	1,1	3,3	7,0	3,5	7,5	3,8	6,3
Ingen aktiv. [%]	83,3	37,5	59,54	51,27	59,68	51,97	63,01	50,49

Gällande de avropade priserna för FCR-D upp och ned samt för spotpriserna för elektricitet hämtades datan för elpriser för 2022-2024 från ENTSO-E Transparency Platform [44], och var timvisa priser för SE3 [€/MWh]. Data för FCR-D-priser för 2021-2024 hämtades från Svenska kraftnäts databas Mimer [45] och var timvisa priser för SE3 [€/MWh]. Tabell 4 ger översikt till dessa priser.

Ur tabell 4 går det att avläsa att maxpriserna för både FCR-D upp och ned ökade med tiden, medans medelpriserna generellt minskade (bortsett från FCR-D ned för 2023). Priserna för FCR-D ned visade även större standardavvikelse än FCR-D upp för samtliga år, med ett synnerligen högt maxvärde för 2024.

Tabell 4: Sammanställning av analys av FCR- och elektricitetspriser för 2021 - 2024 för budområde SE3. U står för upp och N står för ned.

		Max [€/MWh]	Min [€/MWh]	Medel [€/MWh]	Std.av [€/MWh]
2021	FCR-N	70,7	0	18,94	11,35
	FCR-D upp	197,3	0	59,3	41,99
	FCR-D ned	0	0	0	0
	Spotpris	626,06	-1,97	66	59,41
2022	FCR-N	476,7	16,93	64,85	40,51
	FCR-D upp	234,27	9,95	63,17	35,98
	FCR-D ned	423,25	4,1	32,1	35,99
	Spotpris	799,97	-2,08	129,21	127,89
2023	FCR-N	371,42	23,1	66,26	37,5
	FCR-D upp	251,9	10,73	38,45	20,55
	FCR-D ned	520,74	5,42	70,6	67,14
	Spotpris	332	-60,04	51,7	45,32
2024	FCR-N	658,38	11	47,59	48,07
	FCR-D upp	336,73	0,97	10,47	11,98
	FCR-D ned	2197,72	0,95	26,97	66,47
	Spotpris	707,52	-59,96	35,77	39,92

3.3 Övriga beräkningar

Denna sektion täcker beräkningen för de nyckeltal som var av stort relevans för detta examensarbete; $LCOPtG$, η_{tot} , TVR , INK_O och INK_C . $LCOPtG$ och η_{tot} beräknades på lika sätt som beskrivet och utfört av Engstam m.fl [6]. Denna sektion beskriver även hur standardfelet beräknas, samt när elektrolysören är överdimensionerad.

Nyckeltalet $LCOPtG$ beräknades enligt

$$LCOPtG = \frac{CAPEX + \sum_{y=1}^{LT} \left[\frac{OPEX + (LCOE_{bg} \times E_{bg,flared}) - I_{bp}}{(1+r)^y} \right] + \sum_i^n \left[\frac{ReInv_i}{(1+r)^{y_i}} \right]}{\sum_{y=1}^{LT} \left[\frac{E_{CH_4,PtG}}{(1+r)^y} \right]} \quad (45)$$

där $CAPEX$ är systemets investeringskostnad [€], $OPEX$ är systemets årliga driftkostnad, LT är systemets livslängd [år], y är gällande år, $LCOE_{bg}$ är den utjämnade energikostnaden för biogas [€/MWh], $E_{bg,flared}$ är den årliga mängden facklad biogas [MWh], I_{bp} är inkomsten från brukandet av biprodukter [€], r är räntesatsen [-], $ReInv_i$ är återinvesteringar för eventuella reparationer för det i:te året [€], och $E_{CH_4,PtG}$ är den årliga metanproduktionen av power-to-gas-systemet [MWh_{CH₄}]. Som nämnt i avsnitt 3.2.2 är det viktigt att belysa att inkomsterna från deltagandet på FCR-D-marknaden (INK_n och INK_u) adderades till I_{bp} i denna modell. $CAPEX$ innefattar inköps- och installationskostnader av de olika komponenterna, såsom elektrolysör, metaniseringsskammare, kompressor, vätgaslager och rörläggning, och varierade beroende på storleken av dessa komponenter. $OPEX$ innefattar kostnader för användning av elektricitet och vatten, samt start- och stand-by-kostnaden för elektrolysören. Då modellen tillät olika storlekar för de centrala dimensioneringsparametrarna, såsom för elektrolysörstorlek, metaniseringstorlek och vätgaslagerstorlek, krävs att kostnaderna för dessa skalades på ett korrekt sätt. Engstam m.fl [6] introducerade därmed skalningsfunktion

$$K_b = K_a \times \left(\frac{S_b}{S_a} \right)^f \quad (46)$$

där K_b är den sökta kostnaden, K_a är referenskostnaden, S_b är den önskade storleken, S_a är referensstorleken och f är skalfaktorn. Via värden i tabell 5 kan därmed kostnaden för olika storlekar för dessa komponenter räknas ut.

Energikostnaderna för elektriciteten tillförd av sol- och vindkraften K_{pv} respektive K_{vind} ingick i systemets $OPEX$ och beräknades enligt

$$K_{pv} = LCOE_{pv} \times E_{pv} \quad (47)$$

och

$$K_{vind} = LCOE_{vind} \times E_{vind} \quad (48)$$

Tabell 5: Sammanställning av kostnads- använda- och referensvärden samt skalfaktorer för att beräkna CAPEX för de centrala komponenter som används i modellen. Värden från Engstam m.fl. [6].

Komponent	K_a	K_b	S_a	f
Elektrolysör	1 500 €/kW _{el}	varierar	5 MW _{el}	0,75
Vätgaslager	500 €/kg _{H2}	varierar	-	1
Metanisering	900 €/kW _{CH4}	5 MW _{CH4}	5 MW _{CH4}	0,65

där $LCOE_{pv}$ och $LCOE_{vind}$ är den utjämnade energikostnaden för sol- respektive vindkraften [€/MWh_{el}], och E_{pv} och E_{vind} är den totala årliga energitillförseln för sol- respektive vindkraften [MWh_{el}]. I denna modell är $LCOE_{pv} = 45$ [€/MWh_{el}] och $LCOE_{vind} = 50$ [€/MWh_{el}], och dess totala årliga energitillförsel var beroende av både väderdaten och elektrolysörstorleken (se ekvation 11 i avsnitt 3.1.4).

Den totala verkningsgraden η_{tot} beräknades enligt

$$\eta_{tot} = \frac{E_{CH_4, PtG} + E_{vrm} + E_{luftn}}{E_{PEM} + E_{met} + E_{komp}} \quad (49)$$

där $E_{CH_4, PtG}$ är energimängden i den producerade gasen, E_{vrm} och E_{luftn} är den undvikna energikonsumtionen av extern energi genom användning av biprodukter istället för värme- respektive syrgasanvändning, och E_{PEM} , E_{met} och E_{komp} är elektricitetsförbrukningen av elektrolysören, metaniseringen respektive kompressorn. Alla dessa värden har samma enhet [MWh].

Nyckeltalet TVR beskriver den genomsnittliga timvisa viktade reserverade effekten, och är ett mått på hur stor andel av elektrolysörens totala effekt som genomsnittligen reserverades på FCR-D-marknaden. Den beräknades enligt

$$TVR = \frac{\sum_{t=1}^h (P_{res, max_t} + |P_{res, min_t}|)}{h \times P_{inst}} \times 100 \quad (50)$$

där P_{res, max_t} och P_{res, min_t} är den reserverade effekten på FCR-D ned- respektive upp-marknaden för timmen t [MW_{el}], h är antal timmar på året [-] och P_{inst} är elektrolysörens maximala installerade effekt [MW_{el}]. TVR får då enheten [% av P_{inst}] och $TVR \in [0, 100]$, och uttrycker en konfigurations möjlighet att reservera effekt relativt till dess elektrolysörstorlek. Om $TVR = 0$ hade systemet inte reserverat någon effekt till FCR-D-marknaden, och om $TVR = 100$ hade hela elektrolysörens effekt enbart reserverats till FCR-D-marknaden för alla timmar på året. Då mängden reserverad effekt är proportionerlig till inkomsterna från FCR-D-deltagandet enligt ekvation 27 och 28 var detta ett tekniskt nyckeltal som kan hjälpa förklara de ekonomiska aspekterna hos en konfiguration. Om en konfiguration hade ett högt TVR -värde samtidigt som systemets vätgasbehov var tillgodosett indikerade detta höga FCR-D-intäkter och biproduktsinkomster relativt till dess maximala förmåga. Dessa gav högre värde på I_{bp} , som i sin tur sänkte värdet på täljaren i ekvation 45 och därmed värdet på $LCOPtG$. Således är nyckeltalet $LCOPtG$ omvänt proportionerlig till nyckeltalet TVR ; när $LCOPtG$ sjunker så stiger TVR och vice versa.

Nyckeltalen INK_O och INK_C talar om hur stor andel av $OPEX$ respektive $CAPEX$ som balanstjänstinkomsterna INK utgör, och är ett sätt att relatera dessa inkomster till andra relevanta systemkostnader. Dessa beräknas enligt

$$INK_O = \frac{INK}{OPEX} \times 100 \quad (51)$$

och

$$INK_C = \frac{INK}{CAPEX} \times 100 \quad (52)$$

INK_O har då enheten [% av $OPEX$] och INK_C har enheten [% av $CAPEX$].

För att undersöka variation i $LCOPtG$ för olika konfigurationer som delar en eller flera variabelvärden, exempelvis gruppen av alla konfigurationer vars $E = 10$ MW_{el}, användes standardfelet SE_n . Detta beräknades enligt

$$SE_n = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (53)$$

där σ är standardavvikelsen för $LCOPtG$ för det undersökta datasetet $\{LCOPtG_1, LCOPtG_2, \dots, LCOPtG_n\}$ och n är antalet datapunkter inom datasetet. Standardfelet normaliserar då standardavvikelsen och talar då om hur representativt medelvärde för ett dataset är genom att visa avvikelsen för detta medelvärde.

Med överdimensionering menas i detta arbete den elektrolysörseffekt som ger ett vätgasflöde som överstiger vätgasbehovet för metaniseringsprocessen. Med ett lägre värmevärde för metan $LVV_{CH_4} = 35,8 \text{ MJ/Nm}^3$, densitet för metan $\rho_{CH_4} = 0,657 \text{ kg/Nm}^3$, molmassa $MM_{CH_4} = 16,043 \text{ g/mol}$ ger en energimängd per mol E_{mol,CH_4} enligt

$$E_{mol,CH_4} = \frac{LVV_{CH_4}}{\rho_{CH_4}} \times \frac{MM_{CH_4}}{1000} \quad (54)$$

vilket beräknas till $E_{mol,CH_4} = 0,874 \text{ MJ/mol} = 2,43 \times 10^{-4} \text{ MWh/mol}$. Då metaniseringen för dessa simuleringar var 5 MW_{CH_4} produceras därmed $20\,590 \text{ mol}$ metan per timme. Enligt Sabatier-reaktionen (ekvation 2) krävs 4 mol vätgas för varje mol metan, vilket gör att det timvisa vätgasbehovet är $82\,362 \text{ mol/h}$ om koldioxidflödet antas vara obegränsat. Med $\Delta H = 285,8 \text{ kJ/mol}$ för elektrolysprocessen (5) motsvarar detta en energimängd $E_{H_2} = 6,54 \text{ MWh/h}$. Med en generell verkningsgrad $\eta = 75 \%$ för elektrolysören krävs då en installerad effekt på $8,72 \text{ MW}_{el}$ för att teoretiskt tillgodose metaniseringsbehovet vid en oändlig koldioxidkälla. Avrundat till den närmaste av de undersökta elektrolysörstorlekarna kan det därmed konstateras att en elektrolysörstorlek över $8,5 \text{ MW}_{el}$ anses vara överdimensionerad.

3.3.1 Simulerade konfigurationer

Sammanfattningsvis var nyckelvariablerna för detta examensarbete elektrolysörstorleken E [MW_{el}], vätgaslagerstorleken L [kg_{H_2}] och bufferlagerstorleken B [kg_{H_2}]. De nyckeltal som användes för att utvärdera simuleringsresultaten var den utjämnade energikostnaden för PtG-systemet ($LCOPtG$ [$\text{€}/\text{MWh}_{CH_4}$]), systemets totala energiverkningsgrad (η_{tot}), den genomsnittliga timvisa viktade reserverade effekten (TVR [% av E]) och balanstjänstinkomsterna INK relativt systemets driftkostnader $OPEX$ respektive investeringskostnader $CAPEX$ (INK_O respektive INK_C). Av dessa nyckeltal var $LCOPtG$ det centrala, och resterande användes för att få bättre systemförståelse och för att förklara hur $LCOPtG$ varierar. För att studera modellens, och systemets, beteende vid balanstjänstdeltagande beroende av dessa nyckelvariabler skapades olika konfigurationer som simulerades. Dessa visade hur ändringar i olika systemkomponenters dimensioner påverkade dessa nyckeltal. Analysen utfördes genom att variera värdet på B inom intervallet $[0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100]$ kg. Storleken L varierades inom intervallet $[100, 200, 250, 300, 350]$ kg. Slutligen varierades även E inom intervallet $[5, 6, 7, 8, 8.5, 9, 9.5, 10, 10.5, 11, 12, 13, 14, 15]$ MW, vilket totalt resulterade i maximalt 770 årliga simuleringar. Dock var vissa konfigureringar inte möjliga, såsom de med $B = 100 \text{ kg}$ och $L = 100 \text{ kg}$, då detta medförde att inget vätgaslager finns kvar för optimeringsfunktionen. Målet med denna analys var att undersöka hur olika kombinationer av dessa nyckelvariabler påverkar systemets $LCOPtG$ och simuleringsåret för denna analys var 2021. Vidare kommer konfigureringar hänvisas till på formen $[E:X, L:Y, B:Z]$, där E är elektrolysörstorlek [MW_{el}], L är vätgaslagerstorlek [kg_{H_2}], B är bufferlagerstorleken [kg_{H_2}] och X , Y och Z är motsvarande värden för dessa nyckelvariabler.

3.4 Avgränsningar

Simuleringarna har utförts med antagandet att den budade effekten från systemet alltid accepterades, och därmed att effektbehovet för FCR-D var oändligt. Detta då det var svårt att veta hur stor andel av effektbehovet som just detta system skulle tillgodose jämfört med andra marknadsdeltagare. Att en anläggning alltid får sitt bud accepterat i fulla var inte helt troligt, och representerade då det mest optimistiska årsscenarioet. Det antogs även att aktiveringstiden för FCR-D upp och ned inte översteg 20 minuter per timme för detta system, vilket var den lägre gränsen för de tekniska kraven från ENTSO-E [34]. Då modellen använde sig av historisk data för priser och frekvensvärden fick modellen därmed perfekt framsynthet, men de timvisa beräkningarna utfördes utan information om de kommande timvärdena. År 2021 var FCR-D ned inte fullt implementerat i Sverige, vilket gjorde att det inte fanns tillgänglig data gällande prissättningen av denna balanstjänst för det året. För att kunna göra en jämförelse med resultaten från Engstam m.fl [6] har priset för FCR-D ned för 2021 ersatts med priset för FCR-N samma år.

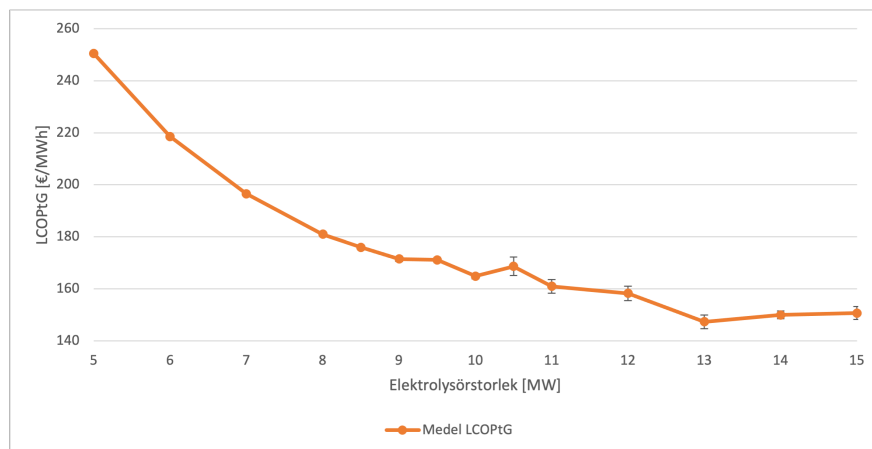
4 Resultat

Följande avsnitt redovisar examensarbets resultat. Inledningsvis i avsnitt 4.1 visas resultaten från den huvudsakliga simuleringsprocessen, vars syfte var att analysera hur olika systemkonfigurationer påverkade nyckeltalet $LCOP_{tG}$, utfört för år 2021. Detta följs i avsnitt 4.1.1 av en analys av hur utvalda nyckeltal påverkas av att en konfiguration deltar som FCR-D-reserv eller inte. Denna analys utförs på två utvalda systemkonfigurationer. Avslutningsvis görs en känslighetsanalys av systemet i avsnitt 4.2, där variation av elpris, år och balanstjänstinkomst görs, samt en jämförelse för med- och utan balanstjänstdeltagande.

4.1 Simuleringsresultat

Simuleringarna för att utforska hur olika systemkonfigurationer påverkar nyckeltalet $LCOP_{tG}$ gjordes för 2021. Då vissa av de konfigureringar nämnda i avsnitt 3.2.2 tog mycket lång tid att beräkna blev datasetet därmed ofullständigt. Totalt gjordes 304 av 770 möjliga simuleringar för 2021 för denna systemanalys, vilket motsvarar 39,5 %. Detta medför risken att vissa lokala maximum- och minimumvärden för $LCOP_{tG}$ inte har blivit framtagna. Antal simuleringar fördelat efter elektrolysörstorlek E och bufferlagerstorlek B redovisas i figur B1 och B2 i Appendix.

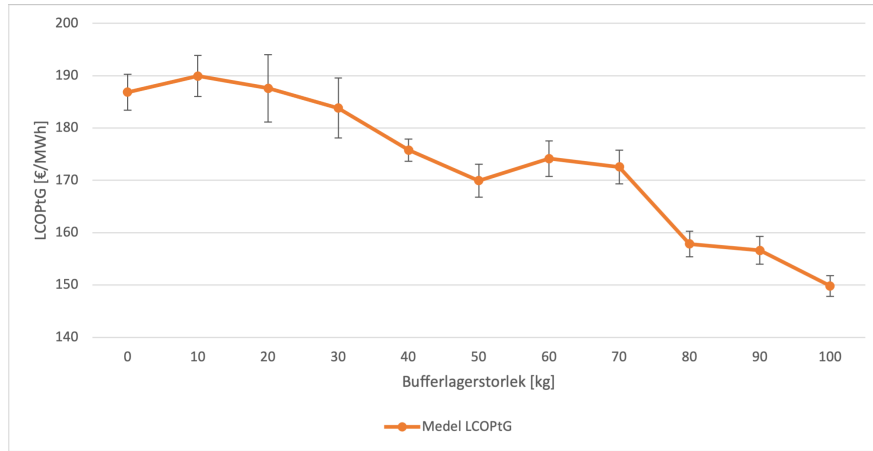
För att få en överblick för systembeteendet vid olika konfigurationer visas medelvärdet för $LCOP_{tG}$ sorterat efter elektrolysörstorlek i figur 7, och medelvärdet för $LCOP_{tG}$ sorterat efter bufferlagerstorlek i figur 8. I dessa figurer är varje punkt medelvärdet av alla simulerade konfigurationer med den elektrolysör- respektive bufferlagerstorleken.



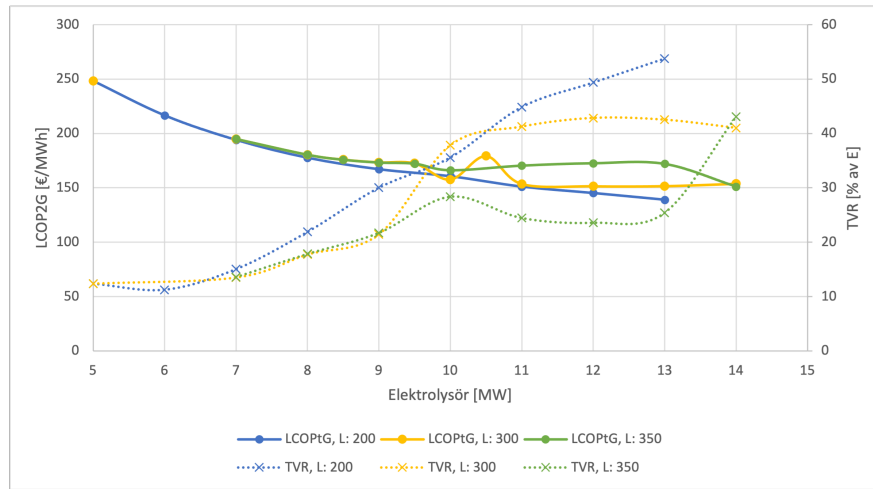
Figur 7: Medelvärdet för $LCOP_{tG}$ sorterat efter elektrolysörstorlek E med standardfelet inom varje konfigurationsserie för år 2021.

För att få en förståelse för mer lokala trender för hur $LCOP_{tG}$ och TVR påverkas av dessa tre nyckelvariabler E , L och B låses ett av dessa värdena medans de andra kan variera. Först låses E till 10 MW, vilket är det värde som både simulerats mest och är i mitten av konfigurationsintervallet för E medans B och L varierar, som visas i figur 9. Sedan låses B till 60 kg, vilket är den bufferlagerstorlek som simulerats mest och är nästan i mitten av konfigurationsintervallet medans E och L varierar, som visas i figur 10. Slutligen låses L till 300 kg, vilket är den vätgaslagerstorlek som simulerats mest och innehar det tidigare bästa resultatet funnet av Engstam m.fl. [6] medans E och B varierar, som visas i figur 11.

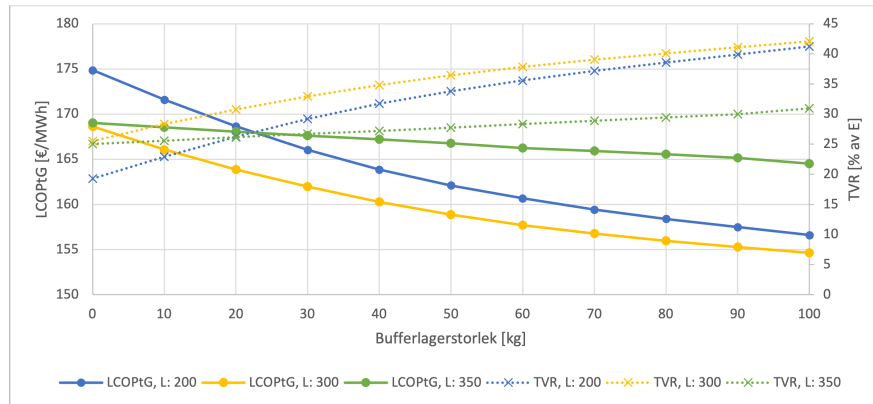
De generella trender som går att utläsa i figur 9 och 10 är representativa för andra elektrolysör- och bufferlagerkonfigurationer, vilka inte visas i mån om plats.



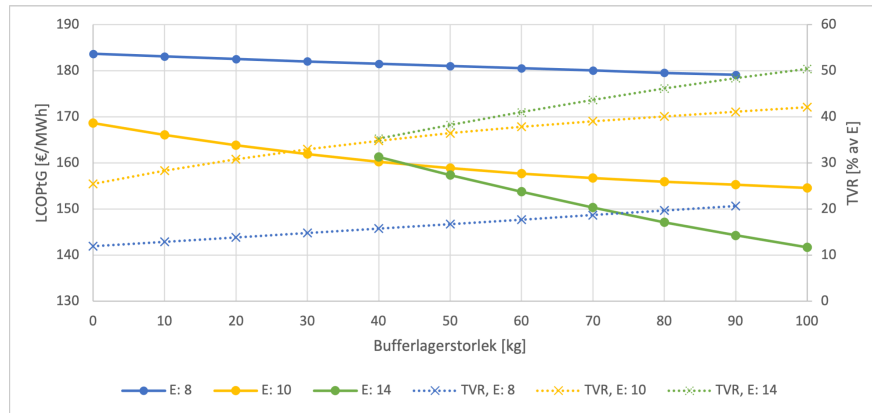
Figur 8: Medelvärde för LCOPtG sorterat efter bufferlagerstorlek B med standardfelet inom varje konfigurationsserie för år 2021.



Figur 9: LCOPtG och TVR som funktion av elektrolysörstorlek för olika lagerstorlekar L med ett fixt värde på bufferlagerstorleken $B = 60$ kg för år 2021.



Figur 10: LCOPtG och TVR som funktion av bufferlagerstorlek för olika lagerstorlekar L med ett fixt värde på elektrolysörstorleken $E = 10$ MW för år 2021.



Figur 11: LCOPTG och TVR som funktion av bufferlagerstorlek för olika elektrolysörstorlekar E med ett fixt värde på vätgaslag storleken $L = 300$ kg för år 2021.

4.1.1 Jämförelse med/utan balanstjänst

För att utvärdera påverkan på nyckelvärdena från deltagandet på balanstjänstmarknaden analyseras fyra konfigurationer, uppdelade i två par. Det första paret utgår från konfigurationen $[E:8.5, L:300, B:0]$ vilken benämns som *Referens A* då detta är den konfiguration som gav lägst LCOPTG i studien av Engstam m.fl. [6]. En konfiguration lik *Referens A* fast med ett medelstort bufferlager, $[E:8.5, L:300, B:40]$ är den andra konfigurationen i det första paret och benämns som *Referens B*. Det andra paret består av konfigurationer som är i kontrast till *Referens A* och *Referens B*, med särskild betoning på en större, överdimensionerad elektrolysörstorlek ($E < 8,5$ MW enligt beräkningar i avsnitt 3.3). *Överdim A* är konfigurationen $[E:15, L:100, B:0]$, och med ett större bufferlager undersöks även konfigurationen $[E:15, L:100, B:90]$ som benämns som *Överdim B*. Då *Referens* skiljer sig från *Överdim* i alla nyckelvariabler gör detta visserligen att det blir svårt att relatera resultaten från dessa konfigurationer med varandra. Dock är en sådan jämförelse inte syftet med denna analys, utan snarare att belysa hur ett urval av vitt skilda konfigurationer påverkas av balanstjänstdeltagandet. *Referens A* är via Engstam m.fl. [6] redan visad att ge god systemprestanda för fallet där systemet inte deltar som balanstjänst, och kontrasten till detta är ett system med överdimensionerad elektrolysör, litet vätgaslager och stort bufferlager; *Överdim B*. Således kan denna skillnad i konfigurationsurval bidra till systemförståelsen utan att för många konfigurationer visas. Resultaten från detta visas i tabell 6.

Tabell 6: Jämförelse av påverkan från deltagandet på FCR-D-marknaden. "Utan" syftar till simulering utan balanstjänstdeltagande och "med" syftar till samma systemkonfiguration men med deltagandet på FCR-D-marknaden. Resultaten är simulerade med data från 2021.

KPI	Referens A	Referens B	Överdim A	Överdim B	Enhet
LCOPTG utan	191,27	192,46	211,79	212,29	€/MWh _{CH4}
LCOPTG med	176,23	171,86	197,07	151,29	€/MWh _{CH4}
η_{tot} utan	59,63	59,93	59,97	60,86	% _{HHV}
η_{tot} med	59,57	59,31	59,92	60,48	% _{HHV}
TVR utan	0	0	0	0	% av E
TVR med	18,64	24,96	9,82	42,47	% av E
INK _O utan	0	0	0	0	% av OPEX
INK _O med	11,17	15,18	11,11	45,87	% av OPEX
INK _C utan	0	0	0	0	% av CAPEX
INK _C med	2,55	3,49	1,86	7,70	% av CAPEX

4.2 Känslighetsanalys

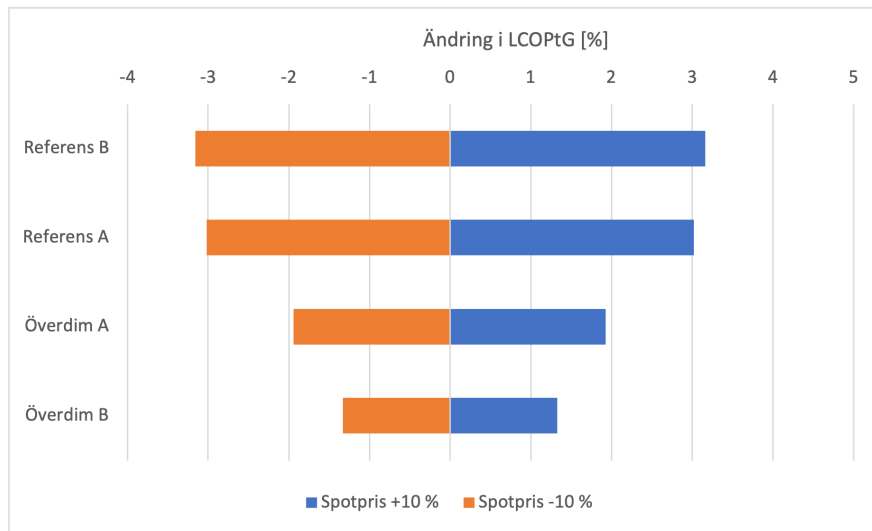
Nyckelvärdena från systemet som har undersökts i detta examensarbete är både tekniska och ekonomiska, och för att bättre förstå hur externa omständigheter påverkar dessa nyckelvärden utförs känslighetsanalyser. Då detta examensarbete är inriktat främst mot systemets deltagande på balanstjänstmarknaden kommer de utförda känslighetsanalyserna vara relaterade till detta. Följande tre metoder kommer användas för denna känslighetsanalys;

1. variera varje timpris för elpriserna med $\pm 10\%$ för 2021,
2. variera varje timpris för balanstjänsterna med $\pm 10\%$ för 2021, och
3. variera vilket år som simuleras mellan 2021 och 2024.

Det nyckelvärde som undersöks i ovanstående känslighetsanalyser är systemets $LCOPtG$, och konfigurationsurvalet för dessa känslighetsanalyser är samma som för analysen av balanstjänstdeltagandets påverkan i avsnitt 4.1.1.

4.2.1 Variation av elpris

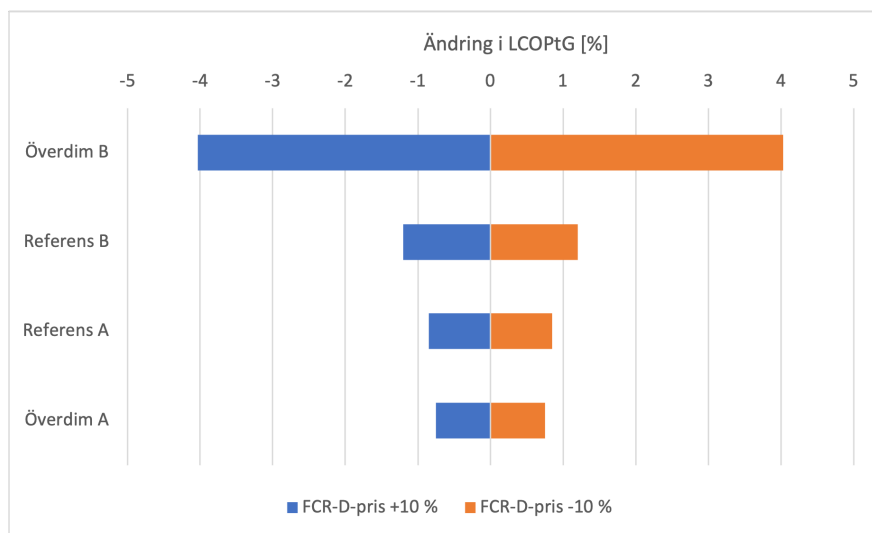
Då målet med optimeringsfunktionen är att ta fram ett körschema som minimerar $LCOPtG$, och då $LCOPtG$ är beroende av spotpriset för elektricitet enligt ekvation 45 kommer en ändring i spotpriset ändra både körschemat och $LCOPtG$. För att undersöka modellens och konfigureringarna *Referens A*, *Referens B*, *Överdim A* och *Överdim B*:s känslighet för en ändring i spotpriset kommer spotpriset varieras med $\pm 10\%$. Resultatet visas i figur 12



Figur 12: Procentuell förändring av $LCOPtG$ som resultat att det timvisa spotpriset ändras med $\pm 10\%$ från 100 % för olika konfigurationer för 2021.

4.2.2 Variation av balanstjänstinkomst

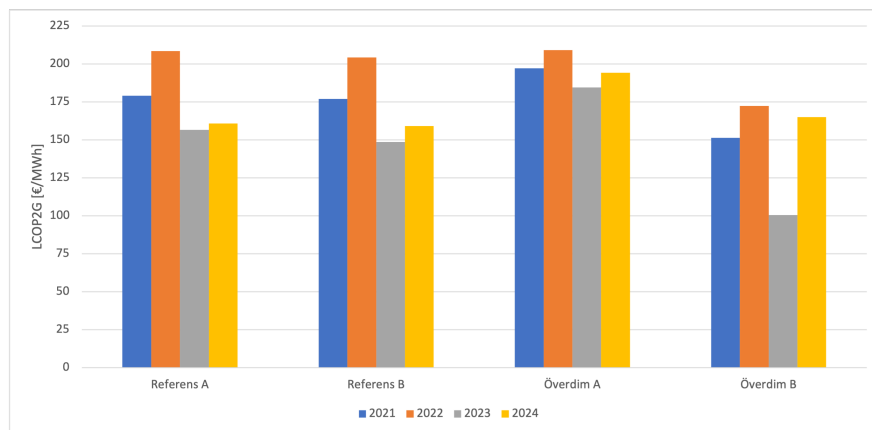
Denna känslighetsanalys utförs genom att variera varje timpris för balanstjänsterna med $\pm 10\%$. Detta kan både representera scenariot där den behövda kapacitetsvolymen för balanstjänsterna förblir densamma men priset för dessa är lägre, samt scenariot där antalet bud som systemet får avropat är lägre, båda relativt referensscenariot som användes i simuleringen. Då $\sum_{i=1}^{8760} f \times INK_i = f \times \sum_{i=1}^{8760} INK_i$ multipliceras därmed faktorn f med summan av intäkterna från FCR-D-deltagandet. Den procentuella påverkan på $LCOPtG$ för konfigurationerna från en förändring av balanstjänstintäkterna med $\pm 10\%$, med utgångsläget av 100 % balanstjänstintäkter, visas i figur 13.



Figur 13: Procentuell förändring av LCOPtG som resultat att inkomsten från balanstjänsterna ändras med $\pm 10\%$ från 100 % för olika konfigurationer för 2021.

4.2.3 Variation av år

Denna känslighetsanalys utförs genom att variera vilket år som simuleras med motsvarande frekvensdata och FCR-priser. Detta har relevans då inget år är det andra likt, och det finns risk för att det valda året för simuleringen (2021) inte är ett representativt år. Därmed utförs simuleringar med samtlig data från 2022, 2023 samt 2024 för utvalda konfigurationer. Detta medför en förändring i biogas-, spotpris-, FCR-D-pris- och elnätsfrekvensdatan, medans syrgas-, värmebehovs-, och sol- och vindkraftsdatan var oförändrade genom åren. Biogasdatan var samma för 2021 och 2022, men unik för 2023 och 2024 via data från Uppsala Vatten [42]. Spotpris-, FCR-D-pris, och elnätsfrekvensdatan är unik för varje år. Den årliga variationen för dessa konfigurationer presenteras i figur 14.



Figur 14: Jämförelse av olika konfigurationers LCOPtG mellan 2021-2024.

5 Diskussion

Denna diskussion berör en utvärdering av modellen och dess antaganden, simuleringsresultaten samt framtida förbättringar.

5.1 Modellutvärdering och avgränsningar

Vid framtagandet av denna modifiering av modellen skapad av Engstam m.fl. har flera iterationer skapats, med denna ansedd som den mest robusta. Modellens relevans till ett verkligt scenario kan dock till viss del ifrågasättas tack vare de avgränsningar som behövde göras (avsnitt 3.4). Att den reserverade, och därmed budade, effekten från elektrolysören på FCR-D-marknaden antogs alltid bekräftats och avropas motsvarar ett väldigt optimistiskt scenario som högst sannolikt sällan inträffar. Dock var detta antagande nödvändigt då det inte fanns historisk data kring avropade bud att utgå ifrån. Alternativet utöver detta hade varit att inkludera marknadsbeteenden med flertalet aktörer i modellen, vilket ligger utanför arbetets omfång och relevans. Detta antagande med ursprung i bristande marknadsinformation delas dock med den liknande studien av Elhaus m.fl. [37] som använde samma antagande i deras modellering. Således får samtliga resultat tas med en nypa salt, och visar på ett potentiellt teoretiskt maximum gällande inkomstmöjligheterna från FCR-D-deltagandet.

Antagandet att aktiveringstiden för en timme inte översteg 20 min grundas från den lägre gränsen för aktiveringstid från ENTSO-E [34], vilket anses rimligt. Sättet styrningen hanterade detta antagande var att öka mängden reserverad effekt med en faktor tre (τ i ekvationer 17 och 18), då den aktiverade effekten antogs vara i effekt maximalt en tredjedel av timmen. Via resultaten från frekvensberäkningarna (tabell 3 i avsnitt 3.2.3) går det att få inblick i hur många gånger detta antagande inte var korrekt, vilket indikeras av värdet i parentes i första resultatsraden. Detta värde är då hur många timmar på året som aktiveringstiden översteg 20 minuter, vilket för 2021 var 0 gånger (0 % av året), 51 gånger (0,58 % av året) för 2022, 70 gånger (0,80 % av året) för 2023 och 54 gånger (0,61 % av året) för 2024. Då detta skedde mindre än 1 % av årets alla timmar för de år som undersöktes anses detta antagande inte påverkat resultatet negativt avsevärt mycket. Detta gäller särskilt för analysen i avsnitt 4.1 som gjordes för år 2021, där aktiveringstiden alltid var under 20 minuter per timme.

Användningen av historisk data är svårfråkomlig för denna typ av analys, och viktiga fel kan uppstå om modellen utformas så den har perfekt framsynthet. Detta försöktes minimeras på alla sätt, i syftet att styrningen dels skulle vara mer verklighetstrogen samt att den har samma principiella utförande som resten av modellen. Därmed är nästkommande timmes värden, såsom balanstjänstpris och aktiveringstid, inte kända för styrningen förrän de blir aktuella och det finns därmed inte möjlighet att optimera styrningen efter dessa värden. Om dessa framtida värden var kända samt en del av optimeringsfunktionen är sannolikheten stor att *LCOP_{tg}* hade i genomsnitt varit ännu lägre. Detta då det hade funnits en möjlighet att maximera inkomsten från timmar med högt pris och låg aktiveringstid, vilket ger en större inkomst utan att påverka medelelektrolyseffekten och därmed systemdriften något märkbart mycket. Dock hade detta resulterat i ett mer komplicerat LP-problem, som i sin tur har potentialen att öka beräkningstiden samt ge andra, i nuläget oförutsedda resultatsförändringar.

Något som erbjuds av Svenska kraftnäts databas Mimer, utöver timvisa priset för FCR-tjänster, är den timvisa avropade kapaciteten [MW] för de olika budområdena. Således är en framtida förbättring av modellen att den avropade kapaciteten, vilket antas motsvara begreppet aktiverade effekt som används i detta arbete, kan användas som en övre gräns när den aktiverade effekten beräknas. På så vis kan, även om modellen inte har insikt i hur mycket aktiverad effekt som kommer från andra marknadsaktörer, det åtminstone säkerställas att modellen inte aktiverar mer effekt än vad som totalt krävs för den timmen.

Gällande den tillgängliga datan för FCR-D-priser stötte detta arbete på problemet att FCR-D ned inte fanns före 2022. I syftet att resultatet skulle vara jämförbart med de resultat framtagna av Engstam m.fl. [6], då dessa resultat delar modell med detta examensarbete, togs beslutet att simuleringar för 2021 skulle utföras, vilket medförde antagandet att FCR-N-priserna är ett acceptabelt substitut till FCR-D ned-priserna. För att kunna utvärdera detta antagande medtogs FCR-N-priserna i analysen sammanställd i tabell 4. Då dessa är marknadspriser är variationen mellan både timmar och år orsakad av flera omvärldsfaktorer och en analys av denna aspekt ligger utanför detta arbetes omfång och karaktär. Således går det ej att utläsa en tydlig trend mellan åren gällande medel-, max-, och minimumpriset för dessa FCR-priser. Det som dock kan observeras är hur medelpriset för FCR-N, FCR-D ned och FCR-D upp är inom samma storleksordning för 2021-2024, samt att medelpriset för FCR-N 2021 (tillsammans med medelpriset för FCR-D upp

2024) är lägre än alla andra undersökta medelpris (18,94 €/MWh). Då 2021 var det år som priset för FCR-D ned substituerades med FCR-N, och att medelpriset för FCR-D ned inte varit så lågt för 2022-2024, går det att konstatera att detta antagande inte medfört helt orealistiska inkomster och därmed kan bedömas rimligt, men att faktiska FCR-D ned-priser för 2021 hade varit föredragna.

Hur systemets FCR-D-deltagande modelleras spelar stor roll för värdet på $LCOPtG$, där relativt små ändringar i logiken kan ge stora förändringar. Som beskrivet i ekvation 18 beräknas den största tillåtna minskningen i producerad vätgas för en timme utifrån det minsta vätgaslagarsaldot för hela dagen ($\min(L)$). Om den nuvarande beräkningen skulle ändras från $\Delta\dot{Q}_{H_2,min} = (L_{min} - \min(L)) * \tau$ till $\Delta\dot{Q}_{H_2,min,t} = (D_t - L_{t-1}) * \tau$ där D_t är vätgasbehovet för timme t [kg_{H₂}] och L_{t-1} är vätgaslagarsaldot för föregående timme [kg_{H₂}], vilket är en styrning som inte tar hänsyn till kommande timmar, minskar $LCOPtG$ i genomsnitt med 28 %. Således är logiken för denna styrning extremt viktig, och det är kritiskt att den logik som används i detta examensarbete granskas och jämförs med andra liknande modeller för att valideras. Denna jämförelse är tyvärr inte möjlig i detta examensarbete då inga liknande metoder har hittats, och det uppmannas starkt att göra flera studier gällande detta.

5.2 Simuleringsresultat

Från tabell 7 i Appendix går det att utläsa trenden att det minsta värdet av $LCOPtG$ för varje konfiguration minskar då den maximala elektrolysörseffekten ökar, samt att det lägsta värdet på $LCOPtG$ (136,42 €/MWh_{CH₄}) gavs av konfigurationen 13 MW_{el} elektrolysör, 250 kg vätgaslager varav 100 kg är ett bufferlager för balanstjänststyrningen. Denna konfiguration skiljer sig avsevärt från den konfiguration som gav lägst $LCOPtG$ för Engstam m.fl. vid simulering utan balanstjänster, nämligen [E: 8.5, L:300, B:0] (Referens A) med ett $LCOPtG$ på 194,6 €/MWh_{CH₄}. Detta motsvarar en minskning på 29,9 %, vilket är en markant ändring. Som visat i tabell 6 minskade $LCOPtG$ med 8 % för konfigurationen Referens A när balanstjänster inkluderades, vilket visar att konfigurationsvalet vid FCR-D-deltagande har stor effekt på $LCOPtG$. Denna slutsats stärks av figurer 7 och 8, där det går att avläsa att medelvärdet för $LCOPtG$ minskar ju större E och B blir, med viss variation uppkommen ur databortfallet. I dessa figurer går det även att se att standardfelet var större inom bufferlagerkategorierna (när E varierar) än för elektrolysörkategorierna (när B varierar). Detta indikerar att det finns en större spridning av värdet för $LCOPtG$ när E varierar inom samma bufferlagerstorlek än när B varierar inom samma elektrolysörstorlek. För att förklara detta behöver beräkningen av $LCOPtG$ analyseras.

Vid analys av hur nyckeltalet $LCOPtG$ beräknas (ekvation 45 i avsnitt 3.3) minskar värdet på $LCOPtG$ om antingen nämnaren ökar eller om täljaren minskar. Den huvudsakliga faktorn i nämnaren $E_{CH_4,PtG}$ - den årliga metanproduktionen från metaniseringen - beror på dels mängden tillförd koldioxid (och vätgas) och dels på metaniseringsskammarens installerade kapacitet [MW_{CH₄}]. I alla simuleringar var metaniseringsskapaciteten vid det konstanta värdet 5 MW_{CH₄}, och för analysen i avsnitt 4.1 och 4.1.1 hölls året konstant till 2021, och därmed var koldioxidflödet från biogasverket lika för alla simuleringar. Därmed var ändringen i $LCOPtG$ inte på grund av en ändring i $E_{CH_4,PtG}$. För att uttrycket i täljaren ska minska måste antingen driftkostnaden $OPEX$, investeringskostnaden $CAPEX$, energikostnaden för biogas $LCOE_{bg}$, mängden facklad biogas $E_{bg,flared}$ eller återinvesteringskostnaden $ReInv$ minska, eller så måste biproduktsinkomsterna I_{bp} öka. $ReInv$ och $LCOE_{bg}$ är lika för alla simuleringar och påverkar därmed inte till ändringen i $LCOPtG$ mellan olika konfigurationer. Via analys av resultaten från avsnitt 4.1 går det att avläsa en tydlig trend av att $LCOPtG$ generellt minskar vid större elektrolysörstorlek och bufferlagerstorlek. Denna trend är omvänd för TVR och kan hjälpa förklara minskningen av $LCOPtG$; vid ökning av elektrolysörstorlek och bufferlagerstorlek ökar TVR , vilket indikerar att elektrolysören har i genomsnitt reserverat en större mängd effekt till FCR-D-marknaden. Via antagandet att alla bud från anläggningen blir avropade innebär detta även att inkomsten från FCR-D-deltagandet (INK) även ökar när TVR ökar. Då INK räknas in i biproduktsinkomsterna I_{bp} ökar därmed denna, vilket gör att $LCOPtG$ minskar. Detta trots att $CAPEX$ ökar i de fall att elektrolysörstorlek eller vätgaslagerstorlek ökar, vilket indikerar att INK växer snabbare än $CAPEX$ i dessa fall. Detta kan ses via nyckeltalen INK_O och INK_C i tabell 6, där värdena för dessa ökar då TVR ökar.

Från resultaten i avsnitt 4.1.1 går det att se en mer tydlig bild hur deltagandet som FCR-D-reserv påverkar $LCOPtG$. I denna analys jämfördes simuleringar av samma systemkonfiguration, med skillnaden om systemet agerade FCR-D-reserv eller inte. I denna jämförelse var alla systemdimensioner lika för varje systemkonfiguration i de två fallen, vilket indikerar att alla värden som avgör $LCOPtG$ var lika, förutom I_{bp} . Således går det att attribuera minskningen av $LCOPtG$ i dessa fall helt till ökningen i INK från deltagandet på FCR-D-marknaden, vilket är i linje med resultaten från Elhaus m.fl. [37] och Konttila [40].

Gällande nyckeltalet TVR går det att utläsa ur figur 10, 11 och tabell 6 att TVR generellt ökar med en ökning av E och B . Detta är intressant då TVR är ett relativt mått (% av E), vilket visar att inte bara den totala volymen reserverad effekt ökar när E ökar, utan även andelen möjlig reserverad effekt. Detta samstämmer med konceptet överdimensionering; när elektrolysörens installerade kapacitet överstiger den kapacitet som behövs för att precis tillgodose vätgasbehovet från metaniseringen, vilket var i avsnitt 3.3 beräknat till $E > 8,5$ MW, kan resterande elektrolysörskapacitet användas i princip enbart för att reservera effekt. I figur 11 går det att utläsa att lutningen på trendlinjerna för både $LCOPtG$ och TVR ökar när E ökar, med mest markant lutning vid $E = 14$ MW. Detta visar på att lönsamheten och relevansen av ett stort bufferlager ökar med elektrolysörsstorleken, då det var en avsevärt mindre skillnad i $LCOPtG$ och TVR för olika bufferlagerstorlekar för $E = 8$ MW.

Känslighetsanalysen för variation av balanstjänstinkomst (avsnitt 4.2.2) visar en större procentuell förändring av $LCOPtG$ för *Överdim B* - en konfiguration med större elektrolysörstorlek och bufferlagerstorlek och mindre vätgaslagerstorlek - än för de andra konfigurationerna. Detta kan dels bero på att balanstjänstinkomsterna är större för denna konfiguration, då den reserverade effekten är större tack vare den överdimensionerade elektrolysörstorleken och det relativt stora bufferlagret, samt även för att balanstjänstinkomsterna utgör en större andel av $LCOPtG$ för denna konfiguration. En större elektrolysörstorlek som är överdimensionerad för metaniserings- och syrgasbehovet ger i detta system enbart en ekonomisk nytta genom att öka den totala möjliga reserverade effekten på FCR-D-marknaden, och därmed inkomsterna som härstammar därifrån. Detta gör att lönsamheten påverkas i större grad om dessa balanstjänstinkomster minskar eller ökar jämfört med en mindre elektrolysörstorlek (8,5 MW). Intressant nog är *Överdim A* - motparten med inget bufferlager - mycket mindre känslig för ändringar i FCR-D-pris, vilket visar på bufferlagrets relevans i mängd reserverad effekt (och därmed balanstjänstinkomst). Vid analys av prissättningen av FCR-D och spotpriser från tabell 4 går det att se att dess medelvärden varierar mycket mellan åren utan någon tydlig trend, vilket tyder på att dessa årliga medelpriser kan vara svåra att förutspå för framtida år. Således kan detta vara viktigt att väga in i fallet att denna framtagna modell används som en sorts förstudie för projekteringen av ett system likt detta; att den ekonomiska prestandan för detta system, särskilt i fallen med en överdimensionerad elektrolysör, är känslig för variationer av och beror tydligt på spot- och FCR-D-priset, vilket även var något som rapporterades i Konttilas examensarbete [40].

Vidare kan variationen i spot- och FCR-D-priset ses i den årliga variationen i figur 14 i avsnitt 4.2.3. Biogasdatan var den samma för 2021 och 2022, men unik för 2023 och 2024. Dock var karaktären av de olika dataseten - syftandes på storleken på de timvisa värdena, variationen över året samt den årliga summan - relativt lik varandra, om än att den totala mängden producerad biogas ökade lite för varje år. Värden för denna variation får dock inte presenteras i detta examensarbete på grund av sekretess. Denna ökning påverkar både $E_{bg,flared}$ och $E_{CH_4,PtG}$ i ekvation 45, men är inte stor nog för att förklara den skillnad i $LCOPtG$ mellan åren som visas i figur 14. Därmed är ändringen i $LCOPtG$ för de olika konfigurationerna mellan dessa år främst beroende av en ändring i spotpris, FCR-D-pris och FCR-D-aktivering. Som det går att urskilja i tabell 3 varierar medelvärdet för FCR-D-aktiveringen väldigt lite mellan de undersökta åren, och dess påverkan på $LCOPtG$ kan därmed anses vara väldigt liten. Således är ändringen i spot- och FCR-D-pris den huvudsakliga orsaken till den årliga variationen i $LCOPtG$. Enligt tabell 4 är medelvärdet på spotpriset för 2022 avsevärt högre än de andra åren, vilket tillsammans med att dessa konfigurationer var mest känsliga för ändringar i elpris enligt figur 12 kan förklara varför $LCOPtG$ var som högst för *Referens A* och *Referens B* detta år. Omvänt är värdet för $LCOPtG$ avsevärt lägre år 2023 än 2022 och 2024 för konfigurationerna *Överdim A* och *Överdim B*. Detta kan förklaras med tabell 4, där medelvärdet för balanstjänstpriserna är relativt högt detta år, tillsammans med att dessa konfigurationer var mest känsliga för ändringar i balanstjänstpriser enligt figur 13.

Viktigt att nämna är att alla tänkta konfigureringar inte har blivit simulerade, då beräkningarna tog för lång tid. Detta gjorde att antalet simuleringar som utfördes var 304 st för 2021 jämfört med de planerade 770. Således finns det databortfall inom detta dataset, vilket introducerar en osäkerhet i dataanalysen. Störst databortfall fanns för simuleringarna för elektrolysörsstorlekarna 15, 14 och 13 MW, då dessa beräkningar tog längst tid (ibland upp till 20 timmar för en årssimulering och upp till 9 timmar för en dygnsimulering). Tyvärr var dessa elektrolysörstorlekar de som gav bäst resultat för $LCOPtG$, så vidare undersökning av dessa hade varit mycket intressant. Detta hade kunnat delvis lösas genom att implementera multiprocessing i Python, vilket allokerar olika beräkningar till olika processorkärnor så dessa kan beräknas parallellt. Det är även möjligt att en annan typ av LP-lösare än den som användes (CBC MILP Solver) hade kunnat lösa dessa LP-problem snabbare, eller att en dator med bättre processor använts. Alternativt hade den totala volymen av planerade simuleringar varit mindre genom att variabelintervallet varit mindre. Detta var dock svårt att planera inför innan resultaten fanns, då vetenskapen över hur systemet betedde sig vid olika konfigurationer var vid den tidpunkten okänd.

Det visade sig även att vissa konfigurationer gav olika värden vid olika körningar, och vid olika LP-lösningssmetoder. Exempelvis gav [E:12, L:200, B:60] ett $LCOP_{tG} = 184,86 \text{ €/MWh}_{\text{CH}_4}$ vid en simulering, men $145,23 \text{ €/MWh}_{\text{CH}_4}$ vid en annan simulering, båda för 2021. Tyvärr framgår det inte i dokumentationen vad som kan ha orsakat denna stora skillnad, men det kan vara antingen LP-problemslösaren eller en liten skillnad i beräkningsmetod i funktionen `Styrning()`. Notera att detta inte var vanligt förekommande, då andra repetitioner av simuleringar gav samma resultat. Dock är detta viktigt att notera, då detta introducerar viss osäkerhet i resultaten, och kan vara en av anledningarna till varför figurer som figur 10 verkar vara diskontinuerliga i vissa punkter.

5.3 Utveckling och vidare studier

Det finns många aspekter av denna modell som kan vidareutvecklas för att få bättre förståelse av balanstjänstdeltagandets påverkan på ett PtG-system. Främst är behovet av vidare simuleringar av olika systemkonfigurationer för att bättre förstå hur variationen av komponentdimension påverkar $LCOP_{tG}$ och TVR . Då inte alla avsedda konfigurationer simulerades i detta arbete finns det därmed ett databortfall, och globala maximum och minimum kan därmed inte garanteras finnas bland de simulerade konfigurationerna. Vidare är logiken för FCR-D-styrningen en förenkling av verkligheten med flertalet antaganden, och då inga andra liknande modeller har hittats behöver därmed denna logik valideras. Detta gäller främst hur den timvisa reserverade effekten beräknas. Simuleringen är även på timbasis, vilket gör att tidsupplösningen för frekvensförändringen och motsvarande aktiveringstid försämrats och förenklas till ett timvist medelvärde. Således kan en mer dynamisk modellering inom varje timme göras för att bättre undersöka hur aktiveringstiden påverkar driften av elektrolysören. FCR-D är inte den enda tillgängliga balanstjänsten, och således hade en modell för ett annat balanstjänstdeltagande varit av stort intresse att jämföra resultaten från detta arbete mot. Om annan balanstjänst används finns även potentialen att använda en annan elektrolyserteknologi beroende på stödtjänstens tekniska krav. Det är även möjligt att addera fler systemkomponenter, såsom ett intermediärt biogaslager, för att undersöka om detta kan ge ett mer jämnt biogasflöde till metaniseringen, en mer förutsägbar drift och potentiellt annan metaniseringsstorlek än den som är använd i detta arbete. Det finns även potential för att utforska om rötresterna kan förgasas och syntetiseras till vätgas och koldioxid för att bidra till metaniseringsprocessen, likt studien av Michailos m.fl. [11].

Dessa förslag på vidare studier sammanställs i följande lista:

- Simulera samtliga av de konfigurationer som framtoogs i detta arbete för att få en bättre systemförståelse och tydligare trender.
- Framta alternativ logik till FCR-D-styrningen, främst med avseende på beräkning av reserverad effekt, för att jämföra med nuvarande logik.
- Framta en dynamisk modell med bättre tidsupplösning för att bättre utvärdera aktiveringstidens påverkan på elektrolysörens drift.
- Framta en modell för balanstjänstdeltagande för annan balanstjänst än FCR-D.
- Introducera ett biogaslager för att undersöka om variationen av det timvisa biogasflödet har en inverkan på metaniseringsstorleken.
- Undersöka möjligheterna för alternativ användning av rötrest, hur dessa kan användas i PtG-systemet och utvärdera de tekniska, ekonomiska och klimatmässiga resultat som kommer av detta.

6 Slutsats

Detta examensarbete har undersökt hur ett Power-to-Gas-system har tekniskt och ekonomiskt påverkats av att dess elektrolysör deltagit på FCR-D-marknaden. Metoden var grundad i en modell i Python framtagen av Engstam m.fl. för en teoretisk metaniseringsanläggning kopplad till verkliga biogas- och vattenreningsverk belägna i Uppsala som sedan påbyggdes för att representera FCR-D-deltagandet. Modelleringen utgick från en tillåten avvikelse från elektrolysörens kostnadsoptimerade timvisa vätgasproduktion för att framtaga den maximala och minimala medeleffektsändringen som kan budas på FCR-D ned respektive upp-marknaden. Efter antagandet att budet blivit accepterat beräknades den timvisa aktiverade effekten utifrån faktisk frekvensdata, som ändrade elektrolysörens timvisa medeleffekt. Denna nya medeleffekt konverterades slutligen tillbaka till motsvarande timvisa vätgasproduktion. Modellen simulerades med 304 olika konfigurationer av elektrolysörstorlek E [MW_{el}], vätgaslagerstorlek L [kg_{H₂}] och bufferlagerstorlek B [kg_{H₂}] för år 2021 i syftet att undersöka hur olika konfigurationer påverkar värdet på $LCOP_{tG}$. Resultaten visar den generella trenden att en överdimensionerad elektrolysörstorlek kan uppfylla metaniseringsbehovet med en mindre vätgaslagerstorlek, vilket ökar både mängden och möjliga andelen budad effekt och således inkomsten från FCR-D-marknaden. Storleken på den budade effekten ökade drastiskt så fort ett bufferlager introducerades, och generellt ökade FCR-D-intäkterna ju större bufferlagret var. Vidare utfördes känslighetsanalyser för variation av elpris, variation av år, variation av balanstjänstinkomst samt jämförelse för med och utan balanstjänst. Av dessa visade den årliga variationen störst förändring i $LCOP_{tG}$ (upp till 64 %), följt av variation i balanstjänstinkomst (upp till 9,16 %) och variation i spotpris (upp till 4,5 %). Känslighetsanalysen visade även att de överdimensionerade konfigurationer som gav låga värden för $LCOP_{tG}$ även var de som var mest känsliga för förändringar i pris och år. Slutligen krävs en mer utförlig simulering för att med säkerhet kunna avgöra vilken konfiguration som ger bäst ekonomisk prestanda samtidigt som den har låg känslighet för varierande omständigheter.

Referenser

- [1] Energimyndigheten. *Vätgas för energi- och klimatomställning: Slutrapport inom uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige*. Tekn. rapport. Statens energimyndighet, 2024. URL: <https://www.energimyndigheten.se/4ad777/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/vatgas/slutrapport-vatgas-for-energi--och-klimatomstallning-pdf.pdf>.
- [2] Anna Skorek-Osikowska. "Thermodynamic and environmental study on synthetic natural gas production in power to gas approaches involving biomass gasification and anaerobic digestion". I: *International Journal of Hydrogen Energy* 47.5 (2022). Hydrogen Energy and Fuel Cells, s. 3284–3293. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.002>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921000094>.
- [3] Svenska kraftnät. *Frekvensstabilitet*. Hämtad 2025-06-24. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/>.
- [4] Energimarknadsinspektionen. *Främjande av ett mer flexibelt elsystem*. Tekn. rapport. Ei R2023:18, 2023.
- [5] Svenska kraftnät. *Om olika reserver*. Hämtad 2025-05-09, 2025. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/>.
- [6] Linus Engstam m. fl. "Optimising power-to-gas integration with wastewater treatment and biogas: A techno-economic assessment of CO2 and by-product utilisation". I: *Applied Energy* 377 (2025), s. 124534. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124534>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924019172>.
- [7] Anna Schnürer och Åsa Jarvis. *Microbiology of the biogas process*. Swedish University of agricultural sciences, 2018. ISBN: 978-91-576-9546-8.
- [8] Valerio Paolini m. fl. "Chapter 3 - Water scrubbing for biogas upgrading: developments and innovations". I: *Emerging Technologies and Biological Systems for Biogas Upgrading*. Utg. av Nabin Aryal m. fl. Academic Press, 2021, s. 57–71. ISBN: 978-0-12-822808-1. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822808-1.00001-5>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128228081000015>.
- [9] G.T. Rochelle. "3 - Conventional amine scrubbing for CO2 capture". I: *Absorption-Based Post-combustion Capture of Carbon Dioxide*. Utg. av Paul H.M. Feron. Woodhead Publishing, 2016, s. 35–67. ISBN: 978-0-08-100514-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100514-9.00003-2>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081005149000032>.
- [10] Davis Rusmanis m. fl. "Operation of a circular economy, energy, environmental system at a wastewater treatment plant". I: *Advances in Applied Energy* 8 (2022), s. 100109. ISSN: 2666-7924. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100109>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792422000270>.
- [11] Stavros Michailos m. fl. "Biomethane production using an integrated anaerobic digestion, gasification and CO2 biomethanation process in a real waste water treatment plant: A techno-economic assessment". I: *Energy Conversion and Management* 209 (2020), s. 112663. ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112663>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890420302016>.
- [12] Stefan Rönsch m. fl. "Review on methanation – From fundamentals to current projects". I: *Fuel* 166 (2016), s. 276–296. ISSN: 0016-2361. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.111>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236115011254>.
- [13] Sergio Paniagua, Raquel Lebrero och Raúl Muñoz. "Syngas biomethanation: Current state and future perspectives". I: *Bioresource Technology* 358 (2022), s. 127436. ISSN: 0960-8524. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2022.127436>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852422007659>.
- [14] Alexander Buttler och Hartmut Spliethoff. "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018), s. 2440–2454. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731242X>.

- [15] V.A. Lopez m. fl. "Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 182 (aug. 2023), s. 113407. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113407.
- [16] Alfredo Ursua, Luis M. Gandia och Pablo Sanchis. "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends". I: *Proceedings of the IEEE* 100.2 (2012), s. 410–426. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [17] Burin Yodwong m. fl. "Faraday's Efficiency Modeling of a Proton Exchange Membrane Electrolyzer Based on Experimental Data". I: *Energies* 13.18 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13184792. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4792>.
- [18] Nurettin Sezer m. fl. "A comprehensive review of the state-of-the-art of proton exchange membrane water electrolysis". I: *Materials Science for Energy Technologies* 8 (2025), s. 44–65. ISSN: 2589-2991. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2024.07.006>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299124000168>.
- [19] Manuel Götz m. fl. "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review". I: *Renewable Energy* 85 (2016), s. 1371–1390. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115301610>.
- [20] Alex Badgett, Mark Ruth och Bryan Pivovar. "Chapter 10 - Economic considerations for hydrogen production with a focus on polymer electrolyte membrane electrolysis". I: *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Utg. av Tom Smolinka och Jurgen Garche. Elsevier, 2022, s. 327–364. ISBN: 978-0-12-819424-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00005-7>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128194249000057>.
- [21] Gniewomir Flis och Ghassan Wakim. *Solid Oxide Electrolysis: A Technology Status Assessment*. Tekn. rapport. Clean Air Task Force, 2023.
- [22] Gerda Gahleitner. "Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications". I: *International Journal of Hydrogen Energy* 38.5 (2013), s. 2039–2061. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319912026481>.
- [23] Xiaojin Zhang m. fl. "Life cycle assessment of power-to-gas with biogas as the carbon source". I: *Sustainable Energy Fuels* (2020).
- [24] Christina Wulf, Jochen Linßen och Petra Zapp. "Review of Power-to-Gas Projects in Europe". I: *Energy Procedia* 155 (2018). 12th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2018, 13-15 March 2018, Düsseldorf, Germany, s. 367–378. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.041>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218309883>.
- [25] Peter D. Lund m. fl. "Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (2015), s. 785–807. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115000672>.
- [26] Svenska kraftnät. *Operations and Electricity Markets*. Accessed 30/1-25. URL: <https://www.svk.se/en/national-grid/operations-and-electricity-markets/>.
- [27] Matthias Huber, Desislava Dimkova och Thomas Hamacher. "Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements". I: *Energy* 69 (2014), s. 236–246. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002680>.
- [28] Svenska kraftnät. *Balansmarknaden*. Hämtad 2025-03-15. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/balansmarknaden/>.
- [29] Abolfazl Khodadadi m. fl. "Nordic Balancing Markets: Overview of Market Rules". I: *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2020, s. 1–6. DOI: 10.1109/EEM49802.2020.9221992.
- [30] Svenska kraftnät. *Införande av aktörsrollerna BSP och BRP*. Hämtad 2025-02-14. URL: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/inforande-av-aktorsrollerna-bsp-och-brp/>.
- [31] Svenska kraftnät. *Bidra med FCR, aFRR eller mFRR*. Hämtad 2025-02-14. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/bli-leverantor-av-reserver/bidra-med-fcr-afrr-eller-mfrr/>.

- [32] Svenska kraftnät. *Leverantörer av balanstjänster*. Hämtad 2025-02-14. URL: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/leverantorer-av-balanstjanster.pdf>.
- [33] Svenska kraftnät. *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder*. Hämtad 2025-02-13. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/>.
- [34] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area*. 26 May 2023. URL: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr/fcr-technical-requirements-may-23.pdf>.
- [35] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *About ENTSO-E*. URL: <https://www.entsoe.eu/about/>.
- [36] Svenska kraftnät. *Hur ofta är frekvensen inom de områden där FCR aktiveras?* Hämtad 2025-03-15. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/fragor-och-svar-om-reserver/fcr/hur-ofta-ar-frekvensen-inom-de-omraden-dar-fcr-aktiveras/>.
- [37] Nora Elhaus m. fl. "Techno-economic evaluation of anaerobic digestion and biological methanation in Power-to-Methane-Systems". I: *Energy Conversion and Management* 315 (2024), s. 118787. ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118787>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424007283>.
- [38] National Grid. *Enhanced frequency response, invitation to tender for pre-qualified parties. (Online)*. URL: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20ITT%20v2_2%20clean.pdf.
- [39] National Grid. *Frequency Control by Demand Management (FCDM)*. URL: <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/FCDM%20v1.1.pdf>.
- [40] Elisa Konttila. "Cost Optimization of Power-to-Methane Process with Dynamic Modelling". Examensarb. Aalto Universitet, 2022.
- [41] Uppsala Vatten. *Uppsala Vattens biogasanläggning*. URL: <https://www.uppsalavatten.se/om-oss/vara-anlaggningar/biogasanlaggning>.
- [42] Olle Levin. Personlig korrespondens med Uppsala Vatten.
- [43] Fingrid. *Datasets / Frequency - historical data*. URL: <https://data.fingrid.fi/en/datasets/339>.
- [44] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Transparency platform*. URL: <https://newtransparency.entsoe.eu/market/energyPrices?appState=%7B%22sa%22%3A%5B%22BZN%7C10Y1001A1001A46L%22%5D%2C%22st%22%3A%22BZN%22%2C%22mm%22%3Atrue%2C%22ma%22%3Afalse%2C%22sp%22%3A%22HALF%22%2C%22dt%22%3A%22TABLE%22%2C%22df%22%3A%222023-01-01%22%2C%22tz%22%3A%22CET%22%7D>.
- [45] Svenska kraftnät Mimer. *FCR*. Hämtad 23-02-2025. URL: <https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex>.
- [46] Jesper Rydén, Universitetslektor i Biometri. Muntlig handledning, Sveriges Lantbruksuniversitet.

Appendix

A. Frekvensberäkningar

Fingrid erbjuder även flertalet andra dataset hörande till nätfrekvensen, bland dessa ett med ett tidsintervall mellan mätpunkterna på 3 minuter. Anledningen till att datasetet med en samplingsfrekvens 10 Hz föredrogs var då denna mer verklighetstroget visar den snabba frekvensfluktueringen, och därmed ökar noggrannheten i dataavläsningen. Den medföljande nackdelen är att datamängden ökar avsevärt (ca 10 GB för ett års data jämfört med 3,9 MB, vilket är ca 2 500 gånger större), vilket gör att beräkningstiden även ökar avsevärt. Denna stora datamängd medför även att mätdata med 10 Hz samplingsfrekvens kommer i csv-filer, där en fil innehåller en dags mätning.

Dock var detta datasetet gällande nätfrekvensen inte helt komplett. Spritt över varje år fanns avsaknad av datapunkter, vilka kan ha uppstått från mätfel från Fingrid. Börvärdet för varje dags antal datapunkter är 840 000, vilket sällan var den verkliga mängden. Detta innebär att mätvärdena inte ens har registrerats. Trots att databortfallet ofta var en liten andel ($< 0,1\%$) skapar detta ändå beräkningsproblem. Detta då listorna som skapas av `Frequency()` inte har samma storlek som resterande listor om detta ofullständiga dataset används, vilket i sin tur leder till att andra funktioner i programmet inte fungerar som de ska. Detta är tydligast när frekvensvärdena behandlas per timme via ett fix `ff-onster`". För att hantera detta kan antingen fönstrets storlek vara variabelt eller så behöver databortfallet fyllas ut. Detta arbete gjorde det senare via följande metod, då det ger ett mer konsekvent resultat [46]. Frekvensvärdena importerar i funktionen från csv-filer som listan `Frequency`, vars index indikerar vilken tiondels sekund på året frekvensen korresponderar till. I csv-filen finns även en tidsstämpel för varje mätpunkt, som importerar som den separata listan `time_data`. Via rätt datumformat konverteras värdena i `time_data` till datatypen `datetime`, som i Python kan utsättas för matematiska operationer. Sedan, i en `for`-loop, jämfördes varje tidsdata med den tidigare enligt

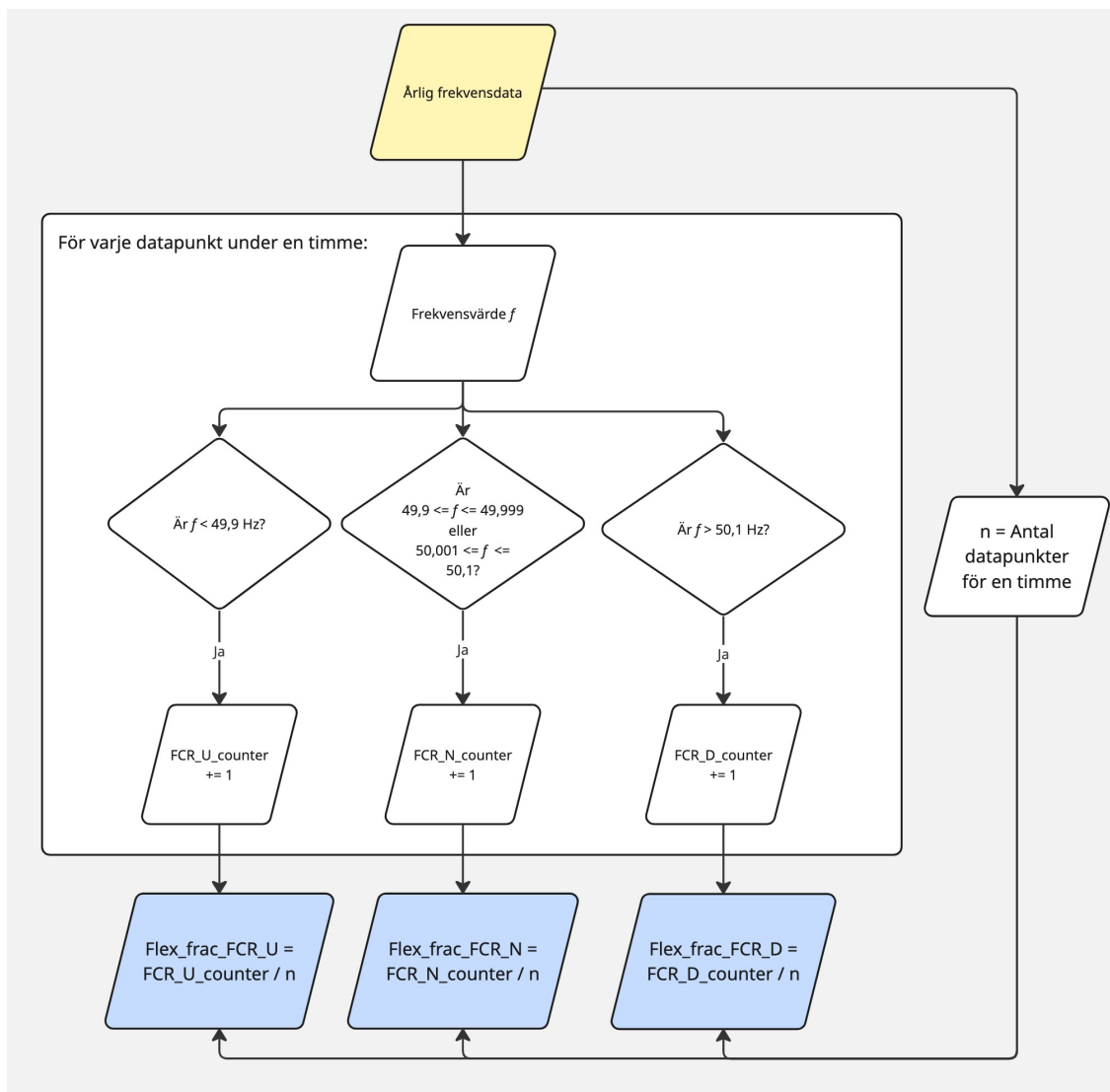
$$\Delta T = T_{i+1} - T_i \quad [ms]$$

där ΔT är tidsskillnaden mellan mätpunkterna och T_i är värdet på tidsstämpeln för den i :te mätpunkten. Om $\Delta T \neq 100$ ms har det skett ett databortfall mellan dessa mätpunkter, och antalet saknade datapunkter beräknas enligt

$$N = \frac{\Delta T}{100} - 1$$

där N är antalet saknade datapunkter mellan den i :te och $i + 1$:te mätpunkten. Storleken på N talar då om hur stort klustret av saknade datapunkter är, och indikerar hur många nya datapunkter som måste insättas mellan i :te och $i + 1$:te mätpunkten. Värdet på dessa insatta datapunkter framtoogs via linjär interpolering av värdena av de två närmaste datapunkterna. Efter denna operation bestod frekvensdatasetet av exakt 840 000 datapunkter, och kunde nu användas vidare korrekt.

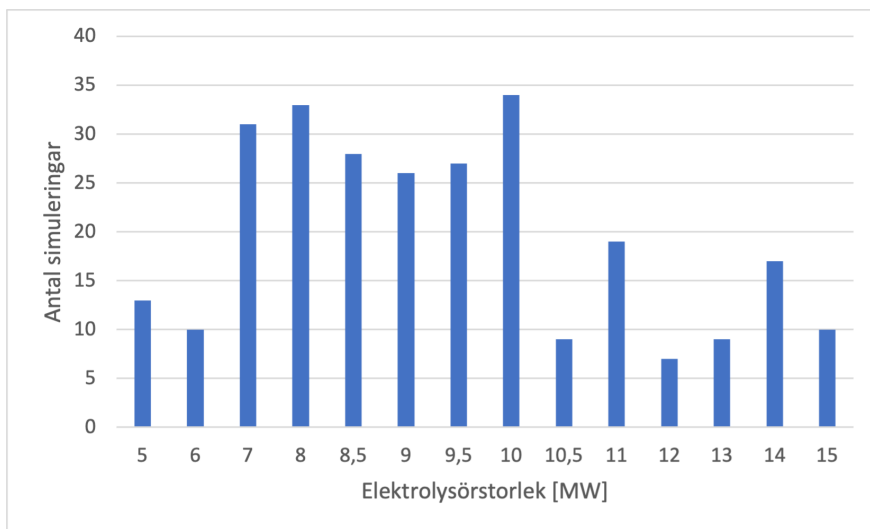
Nästa steg använder `if`- och `elif`-satser inom en `for`-loop för varje timme på året för att hitta om frekvensen i varje mätpunkt uppfyller villkoren för antingen FCR-N ($49,9 \leq f \leq 50,1$ Hz, $f \neq 50$ Hz), FCR-D upp ($f < 49,9$ Hz) eller FCR-D ned ($f > 50,1$ Hz), i enlighet med definitionen från [34]. Om värdet på frekvensen uppfyller något av dessa krav adderas ett värde till korresponderande `FCR_X_counter`, där X är D för FCR-D ned, U för FCR-D upp och N för FCR-N. Vid slutet av timmen indikerar `FCR_X_counter` hur många frekvensvärden som har uppfyllt motsvarande krav. Genom att dividera värdet på `FCR_X_counter` med antalet datapunkter för den timmen fås en kvot som beskriver andelen av timmen som motsvarande balanstjänst är aktiverad, vilket då blir ett medelvärde för den timmen. Denna beräkning görs för varje timme på året, där kvoterna sparas i en lista. För en grafisk representation, se flödesdiagrammet i figur A1.



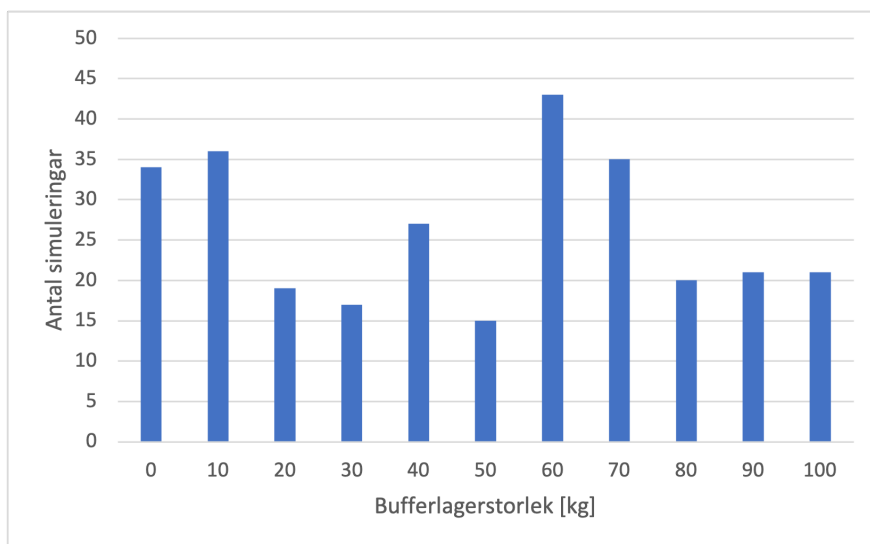
Figur A1: Flödesdiagram som visar logiken för algoritmen i funktionen *Frequency()*. Den gula lådan är funktionens inparameter och de blåa lådorna är funktionens utparametrar.

B. Kompletterande figurer och tabeller

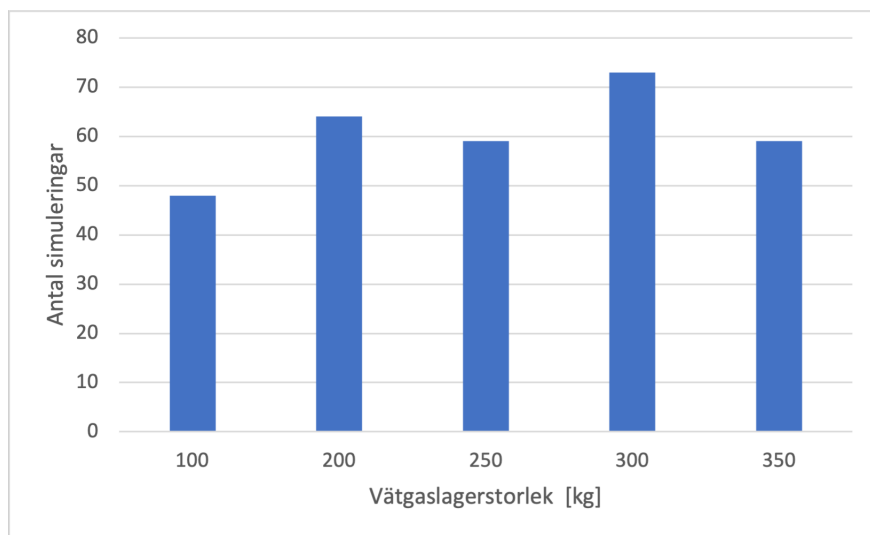
Här redovisas figurer och tabeller som ger insikt till simuleringsresultaten men som inte har lika stor relevans som de redovisade i avsnitt 4.1. Inledningsvis redovisas antal simuleringar utförda, sorterat efter elektrolysörstorlek i figur B1, efter bufferlagerstorlek i figur B2 och efter vätgaslagerstorlek i figur B3.



Figur B1: Antal simuleringar för systemanalysen för 2021 fördelat efter elektrolysörstorlek.



Figur B2: Antal simuleringar för systemanalysen för 2021 fördelat efter bufferlagerstorlek.



Figur B3: Antal simuleringar för systemanalysen för 2021 fördelat efter vätgaslagerstorlek.

I tabell 7 visas de konfigurationer som för 2021 gav lägst LCOPtG med korresponderande nyckelindikator årlig reserverad effekt, sorterat efter elektrolysörsstorlek.

Tabell 7: Sammanställning av de konfigurationer som för 2021 gav lägst LCOPtG med korresponderande årlig reserverad effekt sorterat efter elektrolysörsstorlek E [MW_{el}]. B är bufferlagerstorlek [kg_{H₂}], L är total vätgaslagerstorlek [kg_{H₂}].

E [MW _{el}]	LCOPtG [€/MWh _{CH4}]	Motsvarande B / L [kg _{H₂}]	Reserverad effekt FCR-D ned [MW _{el}]	Reserverad effekt FCR-D upp [MW _{el}]
5	247,58	70 / 100	292,33	-6 126,20
6	215,61	70 / 100	1 270,53	-6 130,19
7	193,43	70 / 200	4 155,80	-6 313,09
8	175,90	90 / 200	9 992,10	-7 958,90
8,5	169,86	90 / 200	14 108,63	-8 027,23
9	163,49	100 / 250	18 773,12	-9 110,65
9,5	160,98	90 / 200	22 917,70	-7 952,12
10	153,54	100 / 350	26 686,12	-10 936,67
10,5	155,63	80 / 200	30 193,00	-7 348,50
11	147,52	100 / 350	34 369,78	-11 375,18
12	147,20	90 / 100	43 294,04	-7 284,21
13	136,42	100 / 250	54 133,53	-9 656,57
14	140,17	100 / 350	51 469,66	-11 885,71
15	140,68	100 / 350	54 915,05	-11 876,20

En alternativ redovisning av resultaten är sorterat efter bufferlagerstorlek B , vilket görs i tabell 8.

Tabell 8: Sammanställning av de konfigurationer som för 2021 gav lägst LCOPtG med korresponderande årlig reserverad effekt sorterat efter bufferlagerstorlek B. E är elektrolysörstorlek [MW_{el}], L är total vätgaslagerstorlek [kgH₂].

B [kgH ₂]	LCOPtG [€/MWh _{CH4}]	Motsvarande E [MW _{el}] / L [kgH ₂]	Reserverad effekt FCR-D ned [MW _{el}]	Reserverad effekt FCR-D upp [MW _{el}]
0	168,89	11 / 300	19 751,26	-5 123,90
10	168,68	11 / 250	20 945,30	-4 422,45
20	165,41	11 / 250	23 502,68	-5 016,34
30	162,67	12 / 250	28 500,87	-5 947,09
40	159,34	12 / 250	31 188,67	-6 464,28
50	154,76	14 / 350	39 386,74	-10 076,77
60	151,21	14 / 350	42 377,64	-10 443,02
70	148,01	14 / 350	45 042,94	-10 829,26
80	144,53	13 / 350	44 114,44	-11 091,55
90	142,48	14 / 350	49 605,48	-11 505,18
100	136,42	13 / 250	54 133,53	-9 656,57

C. Pythonkod

Denna del beskriver funktionerna `Frequency()` och `Styrning()` som detta examensarbete framtagit, tillsammans med tillhörande, mindre funktioner.

```
1  #!/usr/bin/env python3
2  # -*- coding: utf-8 -*-
3  """
4  Created on Thu Feb 13 13:20:11 2025
5
6  @author: simonnorle
7  """
8
9  import numpy as np
10 import pandas as pd
11 # import parameters as param
12
13 from bisect import bisect_left
14
15 def FCR_data(year
16             ):
17     FCR_read = r'/Users/simonnorle/Documents/Uppsala - ar 5/Exjobb/FCR_'+
18     ↪ str(year) + '.xlsx'
19
20     FCR_D_power = np.array(pd.read_excel(FCR_read, usecols="T", skiprows=0))
21     FCR_U_power = np.array(pd.read_excel(FCR_read, usecols="M", skiprows=0))
22     FCR_D_price = np.array(pd.read_excel(FCR_read, usecols="P", skiprows=0))
23     FCR_U_price = np.array(pd.read_excel(FCR_read, usecols="I", skiprows=0))
24     FCR_N_power = np.array(pd.read_excel(FCR_read, usecols="F", skiprows=0))
25     FCR_N_price = np.array(pd.read_excel(FCR_read, usecols="B", skiprows=0))
26
27     return FCR_D_power, FCR_D_price, FCR_U_power, FCR_U_price, FCR_N_power,
28     ↪ FCR_N_price
29
30 def Frequency(
31     year,
32     day):
33
34     # year = 2022
35     # day = 1
36     import datetime
37     # import time #Used for benchmark testing
38     import numpy as np
39     import pandas as pd
40     #start = time.time()
41     date = datetime.date(year, 1, 1) + datetime.timedelta(day)
42     folder_date_str = date.strftime("%Y-%m")
43     file_date_str = date.strftime("%Y-%m-%d")
44
45     time_hours = 24
46     if year == 2024:
47         Freq_data = r'/Users/simonnorle/Documents/Uppsala - ar
48         ↪ 5/Exjobb/'+str(year)+' 10Hz/' + str(folder_date_str) + '/' +
49         ↪ 'Taajuusdata'+ str(file_date_str) + '.csv'
50     elif folder_date_str == "2023-06" or folder_date_str == "2023-07" or
51     ↪ folder_date_str == "2023-08" or folder_date_str == "2023-11" or
52     ↪ folder_date_str == "2023-12":
```

```

47     Freq_data = r'/Users/simonnorle/Documents/Uppsala - ar
    ↳ 5/Exjobb/' + str(year) + ' 10Hz/' + str(folder_date_str) + '/' +
    ↳ 'Taajuusdata' + str(file_date_str) + '.csv'
48 else:
49     Freq_data = r'/Users/simonnorle/Documents/Uppsala - ar
    ↳ 5/Exjobb/' + str(year) + ' 10Hz/' + str(folder_date_str) + '/' +
    ↳ str(file_date_str) + '.csv' #Fingrid sometimes changed their folder
    ↳ name so changed the read here
50 Frequency = np.array(pd.read_csv(Freq_data, sep=',', usecols=[1]))
51
52 ### This part is for identifying indices where data is missing
53 time_data = np.array(pd.read_csv(Freq_data, sep=',', usecols=[0])) #necessary
    ↳ duplicate
54 time_data = []
55 missing_delta_t = []
56 missing_index = []
57 date_format = '%Y-%m-%d %H:%M:%S.%f'
58 for i in range(len(time_data)):
59     time_data.append(datetime.datetime.strptime(time_data[i][0], date_format))
60 for t in range(len(time_data)-1):
61     if time_data[t+1]-time_data[t] != datetime.timedelta(microseconds=100000):
62         delta_t = (time_data[t+1]-time_data[t]).seconds*1000 +
        ↳ (time_data[t+1]-time_data[t]).microseconds/1000 # Float, [ms]
63         missing_delta_t.append(delta_t)
64         missing_index.append(t+1)
65         for s in range(int(delta_t/100)-1):
66             Frequency = np.insert(Frequency, t+1+s,
        ↳ (Frequency[t+1+s]-Frequency[t+s])/2) #Inserts linear
        ↳ interpolation value at missing index
67
68 data_interval = 0.1 #Time interval between data points [s]
69 hourly_data_points = 10*60*60
70
71 FCR_D_index = []
72 FCR_U_index = []
73 FCR_N_index = []
74 Flex_frac_FCR_D = [0]*time_hours
75 Flex_frac_FCR_U = [0]*time_hours
76 Flex_frac_FCR_N = [0]*time_hours
77 if len(Frequency) < hourly_data_points*time_hours: # needed to add this branch
    ↳ in order to handle days where measurements ended early
78     FCR_D_count = np.zeros(hourly_data_points*24)
79     FCR_U_count = np.zeros(hourly_data_points*24)
80     FCR_N_count = np.zeros(hourly_data_points*24)
81     for j in range(len(Frequency)):
82         if Frequency[j] > 50.1:
83             FCR_D_count[j] = 1
84             FCR_D_index.append(j)
85         elif Frequency[j] < 49.9:
86             FCR_U_count[j] = 1
87             FCR_U_index.append(j)
88         elif 49.9 <= Frequency[j] <= 49.999 or 50.001 <= Frequency[j] <= 50.1:
89             FCR_N_count[j] = 1
90             #FCR_N_index.append(j)
91     for i in range(time_hours):
92         Flex_frac_FCR_D[i] = sum(FCR_D_count[i*hourly_data_points:(i+1)
93         *hourly_data_points-1]) / (60*60/data_interval)
94         Flex_frac_FCR_U[i] = sum(FCR_U_count[i*hourly_data_points:(i+1)

```

```

95         *hourly_data_points-1))/(60*60/data_interval)
96         Flex_frac_FCR_N[i] = sum(FCR_N_count[i*hourly_data_points:(i+1)
97         *hourly_data_points-1))/(60*60/data_interval)
98     else:
99         FCR_D_count = int()
100        FCR_U_count = int()
101        FCR_N_count = int()
102        for i in range(time_hours):
103            for j in range(i*hourly_data_points, (i+1)*hourly_data_points-1):
104                if Frequency[j] > 50.1:
105                    FCR_D_count += 1
106                    FCR_D_index.append(j)
107                elif Frequency[j] < 49.9:
108                    FCR_U_count += 1
109                    FCR_U_index.append(j)
110                elif 49.9 <= Frequency[j] <= 49.999 or 50.001 <= Frequency[j] <=
111                    50.1:
112                    FCR_N_count += 1
113                    #FCR_N_index.append(j)
114            Flex_frac_FCR_D[i] = FCR_D_count/(60*60/data_interval) # Gives
115            ↪ fraction of the hour that the flexibility service was operating
116            Flex_frac_FCR_U[i] = FCR_U_count/(60*60/data_interval)
117            Flex_frac_FCR_N[i] = FCR_N_count/(60*60/data_interval)
118            FCR_D_count = 0
119            FCR_U_count = 0 #Resets counters
120            FCR_N_count = 0
121
122        Flex_results = pd.DataFrame({"Flex_frac_FCR_D": Flex_frac_FCR_D,
123        "Flex_frac_FCR_U": Flex_frac_FCR_U,
124        "Flex_frac_FCR_N": Flex_frac_FCR_N
125        })
126        return Flex_frac_FCR_D, Flex_frac_FCR_U, Flex_frac_FCR_N, Flex_results,
127        ↪ len(Frequency) , len(missing_index)
128
129    def Flex_frac_to_excel(hrs, #Number of hours in the current year, specified
130    ↪ earlier in simulation.py
131        year):
132        import numpy as np
133        Flex_frac_FCR_D = np.zeros(hrs)
134        Flex_frac_FCR_U = np.zeros(hrs)
135        total_freq_len = 0
136        total_freq_missing = 0
137        for i in range(int(hrs/24)):
138            Freq = Frequency(year=year, day=i)
139            i1 = i*24
140            i2 = i1+24
141            Flex_frac_FCR_D[i1:i2] = Freq[0]
142            Flex_frac_FCR_U[i1:i2] = Freq[1]
143            # Flex_frac_FCR_D[i1:i2] = Frequency.iloc[:,0]
144            # Flex_frac_FCR_U[i1:i2] = Frequency.iloc[:,1]
145            total_freq_len += Freq[4]
146            total_freq_missing += Freq[5]
147            print("Calculations: " + str(i+1))
148        Flex_to_excel = pd.DataFrame({"Flex_frac_FCR_D": Flex_frac_FCR_D,
149        "Flex_frac_FCR_U": Flex_frac_FCR_U

```

```

149         })
150     Flex_to_excel.to_excel("Flex_frac_"+str(year)+".xlsx")
151     total_frac_missing_freq = total_freq_missing / total_freq_len
152     return Flex_to_excel, total_freq_len, total_freq_missing,
153         ↪ total_frac_missing_freq
154
155 def take_closest(myList, myNumber): #Used to find the closest index in h2_prod in
156     ↪ styrning()
157     pos = bisect_left(myList, myNumber)
158     if pos == 0:
159         return myList[0]
160     if pos == len(myList):
161         return myList[-1]
162     before = myList[pos - 1]
163     after = myList[pos]
164     if after - myNumber < myNumber - before:
165         return after
166     else:
167         return before
168
169 def styrning(
170     i1: int, # Int, first hour of the day relative to the entire year
171     version: str, #Which version of the code is used
172     H2_demand: list, #List, the hourly hydrogen demand [kg/h]
173     H2_storage: list, #List, the hourly amount of hydrogen in storage [kg],
174     H2_bau: list, #List, hourly hydrogen production from the day-ahead
175     ↪ dispatch
176     h2st_size_vector: list, #List with one value, the maximum hydrogen storage
177     ↪ capacity [kg]
178     P_bau: list, # List of the "default" electrolyzer power [MW]
179     P_pv: list, #List of the hourly generated power from the PV panels [kW]
180     P_max: float, #Float, maximum rated power of the electrolyzer [MW]
181     h2_prod: list, #List, H2 production at a given partial load ranging from
182     ↪ 0-100\% with step size 1/len(h2_prod)
183     FCR_D: bool, # Boolean, True if participating as FCR-D down, otherwise
184     ↪ False
185     FCR_U: bool, # Boolean, True if participating as FCR-D up, otherwise False
186     FCR_N: bool, # Boolean, True if participating as FCR-N, otherwise False,
187     Flex_frac_FCR_D: list, #List, the hourly fraction of the time the
188     ↪ flexibility resource FCR_D was active
189     Flex_frac_FCR_U: list, #List, the hourly fraction of the time the
190     ↪ flexibility resource FCR_U was active
191     FCR_D_power: list, #List, the hourly power demand for FCR-D down in
192     ↪ bidding region SE3
193     FCR_D_price: list, #List, the hourly price/MW for FCR-D down in bidding
194     ↪ region SE3
195     FCR_U_power: list, #List, the hourly power demand for FCR-D up in bidding
196     ↪ region SE3
197     FCR_U_price: list, #List, the hourly price/MW for FCR-D up in bidding
198     ↪ region SE3
199     min_load: float, #Minimal electrolyzer load in order to avoid cold
200     ↪ starts
201     activation_duration: int #Worst-case activation duration for the
202     ↪ flexibility resources [minutes]
203 ) -> pd.DataFrame:
204     # Creating lists of size = number of hours in a day
205     P_flex = [0]*24

```

```

193 P_activated_max = [0]*24
194 P_activated_min = [0]*24
195 P_activated = [0]*24
196 P_reserved_max = [0]*24
197 P_reserved_min = [0]*24
198 P_H2_max = [0]*24
199 Income_flex = [0]*24
200 Income_FCR_D = [0]*24
201 Income_FCR_U = [0]*24
202 #deltaP_max = [0]*24
203 H2_produced = [0]*24
204 deltaH2_max = [0]*24
205 deltaH2_min = [0]*24
206 H2_max = [0]*24
207 H2_min = [0]*24
208 H2_flex_FCR_D = [0]*24
209 H2_flex_FCR_U = [0]*24
210 Branch_min = [0]*24
211 Branch_D = [0]*24
212 Branch_U = [0]*24
213 FCR_D_record = [0]*24
214 FCR_U_record = [0]*24
215 index_max_list = [0]*24
216 index_min_list = [0]*24
217 # Creating copies of input booleans
218 FCR_D_ordinal = FCR_D
219 FCR_U_ordinal = FCR_U
220 # Creating necessary floats
221 LIMIT = min_load*P_max
222 P_flex_FCR_D = float()
223 P_flex_FCR_U = float()
224
225 for i in range(int(24)): #hourly calculations for one day
226     if i == 0:
227         P_flex[i] = P_bau[0]
228     else:
229         FCR_D = FCR_D_ordinal #Resets boolean value to the input value
230         FCR_U = FCR_U_ordinal
231         index_max = [j for j,x in enumerate(H2_storage) if x >=
232             ↪ h2st_size_vector[0]] #Returns list of indices where the storage is
233             ↪ full
234         #FCR_D = False if bool(index_max) == True and i <= index_max[-1] else
235             ↪ FCR_D # Disables FCR-D down as long as the planned storage is
236             ↪ full, enables FCR-D down once the storage won't be full for the
237             ↪ rest of the day
238         index_min = [k for k,x in enumerate(H2_storage) if x <= 0]
239         #Troubleshooting
240         index_max_list[i] = index_max
241         index_min_list[i] = index_min
242         #
243         if bool(index_max) == True and i <= index_max[-1]: #Makes sure that
244             ↪ operation happens only if index_max[] is non-empty
245             FCR_D = False
246         else:
247             FCR_D = FCR_D_ordinal
248         if bool(index_min) == True and i <= index_min[-1]:
249             FCR_U = False
250         else:

```

```

245         FCR_U = FCR_U_original
246     #Computations
247     if version == "v7" or version == "V7":
248         deltaH2_max[i] = (h2st_size_vector[0] - max(H2_storage[i:])) /
249             ↪ (activation_duration/60) #Prevents division by zero
250         H2_max[i] = deltaH2_max[i] + H2_bau[i]
251         H2_min[i] = (H2_demand[i] - H2_storage[i-1]) *
252             ↪ (activation_duration/60)
253     elif version == "v8" or version == "V8":
254         deltaH2_max[i] = (h2st_size_vector[0] - max(H2_storage[i:])) /
255             ↪ (activation_duration/60) #Prevents division by zero
256         H2_max[i] = deltaH2_max[i] + H2_bau[i]
257         #H2_min[i] = (H2_demand[i] - H2_storage[i-1]) *
258             ↪ (activation_duration/60)
259         deltaH2_min[i] = 0 - min(H2_storage[i:]) *
260             ↪ (activation_duration/60)
261         H2_min[i] = H2_bau[i] + deltaH2_min[i]
262     else:
263         H2_max[i] = h2st_size_vector[0] - H2_storage[i-1] + H2_demand[i]
264         ↪ ##Alternativt uttryck från vätgasbalans
265         H2_min[i] = H2_demand[i] - H2_storage[i-1]
266         H2_max_closest = take_closest(h2_prod, H2_max[i])
267         H2_min_closest = take_closest(h2_prod, H2_min[i])
268         H2_max_index = [l for l,x in enumerate(h2_prod) if H2_max_closest ==
269             ↪ x]
270         H2_min_index = [m for m,x in enumerate(h2_prod) if H2_min_closest ==
271             ↪ x]
272         P_H2_max[i] = P_max * H2_max_index[0] / (len(h2_prod)-1)
273         P_H2_min = P_max * H2_min_index[0] / (len(h2_prod)-1)
274         #Check which is the highest limit
275         if P_H2_min < P_pv[i] and P_pv[i] >= LIMIT:
276             deltaP_min = P_pv[i]
277             Branch_min[i] = 1
278         elif P_H2_min < LIMIT and P_pv[i] < LIMIT:
279             deltaP_min = LIMIT
280             Branch_min[i] = 2
281         else:
282             deltaP_min = P_H2_min
283             Branch_min[i] = 3
284         #Calculations for FCR_D are only possible if increase in power is
285             ↪ possible
286
287         if P_H2_max[i] >= P_bau[i] and FCR_D == True:
288             P_reserved_max[i] = P_H2_max[i] - P_bau[i]
289             Income_FCR_D[i] = P_reserved_max[i] * FCR_D_price[i+1]/1000
290             P_activated_max[i] = P_reserved_max[i] * Flex_frac_FCR_D[i]
291             P_flex_FCR_D = P_activated_max[i]
292             Branch_D[i] = 1
293             FCR_D_record[i] = 1
294         else:
295             P_flex_FCR_D = 0
296             P_activated_max[i] = P_flex_FCR_D
297             Branch_D[i] = 2
298         #Calculations för FCR_U are only possible if decrease in power is
299             ↪ possible
300         if deltaP_min < P_bau[i] and FCR_U == True:
301             P_reserved_min[i] = - (P_bau[i] - deltaP_min)
302             Income_FCR_U[i] = abs(P_reserved_min[i]*FCR_U_price[i+1]/1000)

```

```

293         P_activated_min[i] = P_reserved_min[i] * Flex_frac_FCR_U[i]
294         P_flex_FCR_U = P_activated_min[i]
295         Branch_U[i] = 1
296         FCR_U_record[i] = 1
297     else:
298         P_flex_FCR_U = 0
299         P_activated_min[i] = P_flex_FCR_U
300         Branch_U[i] = 2
301     P_flex[i] = P_bau[i] + P_activated_max[i] + P_activated_min[i]
302     Income_flex[i] = Income_FCR_D[i] + Income_FCR_U[i]
303     P_activated[i] = P_activated_max[i] + P_activated_min[i]
304     #Produced hydrogen
305     H2_FCR_D_index = (len(h2_prod)-1)*(P_flex_FCR_D + P_bau[i]) / P_max
306     H2_FCR_U_index = (len(h2_prod)-1)*(P_flex_FCR_U + P_bau[i]) / P_max
307     H2_flex_FCR_D[i] = h2_prod[round(float(H2_FCR_D_index))]
308     H2_flex_FCR_U[i] = h2_prod[round(float(H2_FCR_U_index))]
309     H2_bau[i] = h2_prod[round((len(h2_prod)-1)*P_bau[i] / P_max)]
310     H2_produced[i] = (H2_flex_FCR_D[i] - H2_bau[i]) - (H2_bau[i] -
311         ↪ H2_flex_FCR_U[i])
312     H2_storage = [x + H2_produced[i] if o >= i else x for o,x in
313         ↪ enumerate(H2_storage)]
314
315 results = pd.DataFrame({"P_flex":P_flex,
316     "Income_flex": Income_flex,
317     "P_activated": P_activated,
318     "H2_storage": H2_storage,
319     "P_reserved_max": P_reserved_max,
320     "P_reserved_min": P_reserved_min,
321     "Branch_min": Branch_min,
322     "Branch_D": Branch_D,
323     "Branch_U": Branch_U,
324     "FCR_D_record": FCR_D_record,
325     "FCR_U_record": FCR_U_record,
326     "H2_produced": H2_produced,
327     "Index_max_list": index_max_list,
328     "index_min_list": index_min_list,
329     "H2_flex_FCR_D": H2_flex_FCR_D,
330     "H2_flex_FCR_U": H2_flex_FCR_U,
331     "P_activated_max": P_activated_max,
332     "P_activated_min": P_activated_min,
333     "Income_FCR_D": Income_FCR_D,
334     "Income_FCR_U": Income_FCR_U,
335     "DeltaH2_max": deltaH2_max,
336     "H2_max": H2_max,
337     "DeltaH2_min": deltaH2_min,
338     "H2_min": H2_min,
339     "P_H2_max": P_H2_max,
340     "P_H2_min": P_H2_min
341
342     })
343
344 return results

```

Publicering och arkivering

Godkända självständiga arbeten (examensarbeten) vid SLU publiceras elektroniskt. Som student äger du upphovsrätten till ditt arbete och behöver godkänna publiceringen. Om du kryssar i **JA**, så kommer fulltexten (pdf-filen) och metadata bli synliga och sökbara på internet. Om du kryssar i **NEJ**, kommer endast metadata och sammanfattning bli synliga och sökbara. Även om du inte publicerar fulltexten kommer den arkiveras digitalt. Om fler än en person har skrivit arbetet gäller krysset för samtliga författare. Läs om SLU:s publiceringsavtal här:

- <https://www.slu.se/site/bibliotek/publicera-och-analysera/registrera-och-publicera/avtal-for-publicering/>.

☒ JA, jag/vi ger härmed min/vår tillåtelse till att föreliggande arbete publiceras enligt SLU:s avtal om överlåtelse av rätt att publicera verk.

☐ NEJ, jag/vi ger inte min/vår tillåtelse att publicera fulltexten av föreliggande arbete. Arbetet laddas dock upp för arkivering och metadata och sammanfattning blir synliga och sökbara.