



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 21034

Examensarbete 30 hp

Juni 2021

Utvärdering av energilagringssystem för kort- och långtidslagring av sole

Potentialstudie för en vårdcentral

Sara Elfberg



UPPSALA
UNIVERSITET

Evaluation of energy storage system for short-term and long-term storage of solar power: A potential study for a health care center

Sara Elfberg

Abstract

In Almunge, east of Uppsala, there is a relative new health care center which has solar power installed on the roof. The solar cells annually produce approximately 62 000 kWh of electricity that are beneficial to store. Batteries can be used for short-term storage and to reduce peak power, but hydrogen storage can be used as long-term storage. Therefore, this study aims to evaluate if it is profitable to implement a hybrid energy storage compared to a single battery storage. The hybrid energy storage is a combination of a saltwater battery that reduces the peak power every month, and a hydrogen storage that functions as back-up power and long-term storage. This is compared to a single saltwater battery that is used to increase the self-sufficiency of the health care center. This is evaluated with respect to feasibility, profitability, sustainability and safety. In this study it turns out that it is not reasonable to install a hybrid energy storage using hydrogen both as back-up power and long-term storage, due to the risks. However, it could be feasible to install a hybrid energy storage where the hydrogens storage only act as back-up power. In the economic analysis, the lifecycle cost (LCC) and pay-back time were compared for five different energy storage solutions. The first solution is a hybrid energy storage, where the hydrogen storage act back-up power for three days, combined with a saltwater battery of 25 kWh to reduce peak power. The second solution is a hybrid energy storage, where the hydrogen storage act back-up power for seven days, combined with a saltwater battery of 25 kWh to reduce peak power. The third solution is a saltwater battery with a capacity of 60 kWh. The fourth solution is a saltwater battery with a capacity of 90 kWh. The fifth solution is a saltwater battery with a capacity of 120 kWh. It turns out that a saltwater battery of 60 kWh has the lowest LCC and shortest pay-back time that is shorter than its lifetime. Therefore, it is most profitable to install a saltwater battery of 60 kWh to increase the self-sufficiency of the health care center.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala

Handledare: Nils Norlander Ämnesgranskare: Annica Nilsson

Examinator: Elísabet Andrésdóttir

Populärvetenskaplig sammanfattning

Energien som finns i solens strålar är en viktig del i klimatomställningen från fossila bränslen till förnybara energikällor för att minska koldioxidutsläppen. Allt fler installerar solceller på sina tak för att bli mer självförsörjande, men problemet med solenergi är att produktionen av el inte kan styras. Det beror på att solcellerna producerar el när det är soligt, och vädret kan varken påverkas eller styras. Det gör att solen kan produceras under dagen när det är som flest soltimmar, men elbehovet är möjligtvis inte lika stort som den mängd solen som produceras. På kvällen råder omvänt förhållande, att solcellerna producerar för lite el gentemot elbehovet. För att öka självförsörjningen, det vill säga öka användningen av egen producerad solen i byggnaden, är en lösning att installera ett batterilager till solcellerna. När det uppstår ett överskott av solen dagtid, kan det lagras i ett batteri för att användas vid ett senare behov när elen behövs. Idag finns det flera olika batteritekniker på marknaden för att lagra solen över dygnet och för att öka självförsörjningen. Problemet är att batterier sällan kan lagra energi under en längre tid, och om det råder stort överskott på solen kan det finnas behov att lagra solen från vintern till sommaren, och då är vätgaslagring ett alternativ. EU-kommissionen har nu valt att genomföra en stor vätgassatsning på 430 miljarder euro fram till år 2030, som en del av arbetet för att uppnå klimatneutralitet till år 2050. Dock är vätgas klassad som en brandfarlig gas. Därmed finns det vissa lagar och föreskrifter i Sverige som säger att tillstånd krävs för hantering av vätgas. Det är därför inte självklart att få hantera hur stor mängd vätgas som helst, speciellt inte vid en publik verksamheten såsom en vårdcentral.

I Almunge utanför Uppsala, finns en relativt nybyggd vårdcentral som har solceller installerade på taket. Den årliga solenproduktionen motsvarar nästan vårdcentralens totala elanvändning under ett år. Det betyder att det finns potential att lagra en stor del av överskottet på solen från sommar till vinter. Syftet med studien är därför att utvärdera om det är mest lönsamt att implementera ett hybrid energilagringssystem eller enbart ett batteri på Almunges vårdcentral. Detta utvärderas med avseende på lönsamhet, genomförbarhet, hållbarhet och säkerhet. Ett hybrid energilagringssystem består av ett batteri som har till uppgift att reducera månadens högsta effekttopp, tillsammans med ett vätgaslager som antingen enbart ska agera reservkraft eller också lagra solenöverskottet. Detta jämförs med ett enskilt batteri som har större kapacitet än batteriet i det hybrida energilagringssystemet, för att ta tillvara på mer solenöverskott och därmed öka vårdcentralens självförsörjning. Det finns idag inga krav på självförsörjning av en vårdcentral, men däremot har Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) tagit fram tre nivåer på robusthet som de rekommenderar sjukhus att eftersträva. Dessa nivåer är *brons* vilket motsvarar en självförsörjning under tre dygn, *silver* motsvarar en vecka och *guld* motsvarar tre månader. Det är dessa nivåer av självförsörjning som utgår från vid dimensionering av vätgaslagret som reservkraft. Vid dimensionering bör hänsyn tas till alla de försluter som sker i både elektrolysören som

producerar vätgas, kompressorn som komprimerar vätgasen för att minska lagringsvolymen, samt bränslecellen som använder vätgas och syrgas för att producera el och vatten.

Resultaten i studien visar på att ett saltvattenbatteri på 25 kWh lämpar sig väl för att reducera månadens högsta effekttopp, men också för att uppnå en mer sömlös reservkraft tillsammans med vätgaslagret. Bränslecellen har en längre responstid än batteriet, vilket betyder att om ett elavbrott uppstår får batteriet i första hand förse vårdcentralen med el tills bränslecellen kommit igång och kan ta över elförsörjningen. Detta saltvattenbatteri på 25 kWh, kombineras ett vätgaslager som antingen enbart ska agera reservkraft i tre respektive sju dygn, eller som ska agera reservkraft i tre respektive sju dygn och dessutom ta tillvara på soletöverskottet. Det årliga överskottet på solet räcker inte till för att uppnå en reservkraft på tre månader. Resultaten pekar på att det är högst osannolikt att få tillstånd att installera ett vätgaslager som ska agera reservkraft i tre respektive sju dygn och dessutom lagra soletöverskottet. Det är stora mängder vätgas ska förvaras och därmed ökar riskerna markant. De hybrida energilagringssystemen som består av ett saltvattenbatteri på 25 kWh tillsammans med vätgaslager som enbart ska agera reservkraft i tre respektive sju dygn, jämförs i en ekonomisk analys mot större saltvattenbatterier på 60, 90 och 120 kWh. Den ekonomiska analysen är en jämförelse av den beräknade livscykelkostnad samt återbetalningstiden för de fem energilagringssystemen som tagits fram.

Vid jämförelse mellan saltvattenbatterierna på 60, 90 respektive 120 kWh och de hybrida energilagringssystemen är det inget alternativ som är direkt lönsamt. Det visar det sig att de hybrida energilagringssystemen är mest olönsamma att investera i. Det beror på att dessa är cirka 30 gånger dyrare att investera i än att inte implementera något energilager alls. Däremot visar det sig vara minst olönsamt att investera i ett saltvattenbatteri på 60 kWh, då det ungefär är dubbelt så dyrt jämfört med att inte investera i något energilager. En annan viktig aspekt är återbetalningstiden. För saltvattenbatteriet på 60 kWh är återbetalningstiden kortare än batteriets beräknade livslängd, vilket gör att investeringen återbetalas sig inom batteriets livslängd.

Viktigt att komma ihåg är att denna studie enbart bygger på ett års data av vårdcentralens elanvändning, då det inte finns mer data till tillgå på grund av att vårdcentralen är så pass nybyggd. Produktionen av solet är simulerad, och dessa faktorer medför osäkerheter för slutsatserna som dras. I verkligheten kan både elanvändningen och produktionen av solet variera från år till år.

Förord

Denna uppsats är ett examensarbete inom Civilingenjörsprogrammet i system i teknik och samhälle på Uppsala Universitet. Det finns många människor runt om mig som har ställt upp och hjälpt mig under projektets gång. Jag vill börja med att rikta ett stort tack till Hans-Olof Nilsson som har hjälpt mig att bättre förstå hur ett vätgaslager fungerar i praktiken. Även ett stort tack till Per Brännström på AFRY och Ben Bock på Energigas Sverige som hjälpte förstå säkerhetsaspekten av vätgaslagring. Stort tack till Marcus Nystrand som tog mig på studiebesök vid Almunges vårdcentral, samt Fredrik Björklund som tog mig på studiebesök till saltvattenbatteriet i Tiundaskolan. Slutligen ett stort tack till Nils Norlander och Sofia Andersson på AFRY som har stöttat mig under hela projektets gång.

Innehållsförteckning

1. Inledning	1
1.1 Syfte och frågeställning	2
1.2 Avgränsningar	2
2. Bakgrund.....	3
2.1 Kapacitetsbrist i Uppsalas elnät	3
2.2 Uppsalas klimatprotokoll	4
2.3 Region Uppsalas klimatsatsning	4
3. Objektbeskrivning – Almunges vårdcentral.....	5
3.1 Vårdcentralens solcellsystem och elanvändning	5
4. Teori.....	6
4.1 Egenanvändning och självförsörjning.....	6
4.2 Reducera effektoppar och jämna ut effektuttaget	8
4.3 Olika metoder för att lagra energi.....	9
4.3.1 Viktiga parametrar vid dimensionering av ett batterilager	9
4.3.2 Korttidslagring.....	10
4.3.3 Säsongslagring med vätgas	12
4.3.4 Hybrid energilagringssystem	16
4.4 Hållbarhetsaspekten för energilagring.....	16
4.4.1 Kritiskt listade råvaror inom batteriindustrin	16
4.5 Jämförelse av olika batteritekniker	17
5. Metod.....	18
5.1 Simuleringar i PV Sol.....	19
5.2 Energilagringssystem	19
5.2.1 L- och urladdning av batteriet	20
5.2.2 L- och urladdning av vätgaslagret	20
5.3 Styrstrategier för batterierna.....	21
5.3.1 Styrstrategi 1	21
5.3.2 Styrstrategi 2	23
5.3.3 Styrstrategi 3	23
5.4 Val av batteriteknik	23
5.5 Kapacitet och dimensioner - vätgaslagringssystem	24
5.5.1 Dimensioner på elektrolysör och bränslecell.....	24
5.5.2 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre respektive sju dygn.....	25
5.5.3 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre månader	25
5.5.4 Kapacitet vätgaslager – reservkraft och lagra solesöverskott.....	26

5.5.5	Vätgaslagrens dimensioner för olika lagringstryck	26
5.5.6	Utvärdering av de hybrida energilagringssystemen	27
5.6	Ekonomiska beräkningar	27
5.6.1	Livscykelkostnadsanalys (LCC-analys)	27
5.6.2	Förväntad återbetalningstid	28
6.	Resultat	29
6.1	Simulering av nuvarande solcellsanläggning	29
6.2	Teoretiska tröskelvärden och batterieffekter utifrån vårdcentralens elanvändning	29
6.3	Val av batteriteknik	30
6.4	Saltvattenbatterier med Styrstrategi 1	31
6.5	Saltvattenbatterier med Styrstrategi 2	32
6.5.1	Förhållandet mellan utetemperaturen och elanvändningen	33
6.6	Jämförelse av de olika batterikapaciteterna	34
6.6.1	Cykler och livslängd	36
6.7	Kapacitet på vätgaslagret tillsammans med saltvattenbatteriet på 25 kWh	37
6.7.1	Kapacitet vätgaslager – lagring av soletöverskott med olika lagringstryck	37
6.7.2	Vårdcentralens elbehov för reservkraft	38
6.7.3	Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre respektive sju dygn	39
6.7.4	Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre dygn och lagra soletöverskott	40
6.7.5	Kapacitet vätgaslager – reservkraft i sju dygn och lagra soletöverskott	41
6.7.6	Utvärdering av tillståndsmöjligheter för vätgaslagrena som agerar reservkraft och lagrar soletöverskott	42
6.8	Saltvattenbatterier med Styrstrategi 3	42
6.9	Sammanställande av alternativa energilagringssystem	44
6.10	Utrymme för saltvattenbatterier och vätgaslagringssystem	45
6.11	Ekonomiska beräkningar	46
6.11.1	LCC-analys	46
6.11.2	Återbetalningstid	47
7.	Diskussion	48
7.1	Utvärdering av Styrstrategi 1 och 2	48
7.1.1	Problematiken med att hålla begynnelsevillkoren på tröskelvärdena	48
7.2	Jämförelse av Styrstrategi 3 med tidigare studier	49
7.3	Vätgaslagring	51
7.3.1	Framtidsutsikter för vätgaslagring	51
7.4	Lönsamhet	52
8.	Slutsatser	52
	Referenser	54
	Appendix A	61
	Appendix B	62

1. Inledning

Solenergi är en viktig del av omställningen från fossila bränslen till förnybara energikällor för att minska koldioxidutsläppen. Tack vare storskalig produktion av solceller och fallande priser, finns numera solceller representerade i energimixen för många länder världen över (Energimyndigheten, 2018b). I Sverige har installationen av solceller ökat markant de senaste 50 åren, och idag utgör solenergi cirka 1 % av Sveriges totala elproduktion. De första solcellssystemen var så kallade ”fristående system” utan anslutning till elnätet, men med tiden har blivit allt vanligare att solcellssystemen kopplas ihop med elnätet (Energimyndigheten, 2020b).

Problematiken med solenergi är att den är intermittent, vilket innebär att produktionen inte är konstant utan beror på vädret som inte kan styras eller kontrolleras över. Genom att implementera ett batterilager till solcellsanläggningen, kan överskottsel lagras och användas vid ett senare tillfälle när elbehov uppstår. Ett batterilager kan också hjälpa till att reglera effektuttaget från elnätet, för att sänka avgifterna till elnätsbolaget. För att åstadkomma detta finns det idag ett flertal olika batteritekniker på marknaden (Energimyndigheten, 2020a).

Batterier lämpar sig väl för korttidslagring medan vätgaslagring kan lagra energi över säsongen och även agera reservkraft. Under 2020 presenterade EU-kommissionen att de ska genomföra en stor satsning på vätgas, där de kommer satsa 430 miljarder euro fram till år 2030, för att nå klimatneutralitet till år 2050 (Vätgas Sverige, 2020). Även om vätgas lämpar sig för att lagra energi, räknas den som en explosiv gas, där föreskrifter och lagar i Sverige ställer krav på tillstånd vid hantering av vätgas. Det är därför inte helt självklart att få tillstånd att hantera hur stora mängder vätgas som helst, speciellt inte vid publika verksamheter såsom en vårdcentral.

Almunges vårdcentral fyller en vital samhällsfunktion för befolkningen. För att verksamheten ska upprätthållas, måste tillgången på el säkerställas 24 timmar om dygnet sju dagar i veckan. Vårdcentralen har en solcellsanläggning som nästan producerar lika mycket el som vårdcentralen konsumerar på ett helt år. Det är därför intressant att, med hänsyn till föreskrifter och lagar, undersöka möjligheterna med att implementera ett hybrid energilagringssystem till vårdcentralen. Det hybrida energilagringssystemet är en kombination av ett batteri tillsammans med ett vätgaslager. Batteriet har till uppgift att reducera månadens högsta effekttopp för att minska effektavgiften till elnätsbolaget. Vätgaslagret har till uppgift att ta tillvara på solelöverskott och lagra det till vintern, för att agera reservkraft om elnätet slås ut, samt reducera effektuttaget från elnätet när elpriset är högt.

Det finns dock egentligen inga krav på självförsörjning för en vårdcentral, men Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) har skrivit en rapport som heter *Den robusta sjukhusbyggnaden* (MSB, 2021), där de har angett tre nivåer av

självförsörjning som ett sjukhus rekommenderas eftersträva att uppnå, ifall en kris skulle uppstå. I rapporten (MSB, 2021) nämner de även att just vätgas kan vara en alternativ lagringsmetod för att uppnå dessa nivåer av självförsörjning. Kapaciteten på vätgaslagret som reservkraft bestäms därför utifrån dessa tre nivåer och huruvida vätgaslagret kan uppfylla dessa nivåer, beror på hur stort det årliga soletöverskott är med hänsyn till soleten som batteriet tar tillvara på. MSB:s (2021) tre nivåer på självförsörjning betecknas som *brons*, vilket motsvarar en självförsörjning på tre dygn, andra nivån är *silver*, vilket motsvarar självförsörjning under en vecka och sista nivån är *guld*, vilket motsvarar självförsörjning under minst tre månader.

1.1 Syfte och frågeställning

Syftet är att modellera och utvärdera om det är mest lönsamt att implementera ett hybrid energilagringssystem eller enbart ett batteri som har större kapacitet än batteriet i det hybrida energilagringssystemet, på Almunges vårdcentral. De modellerade alternativen på energilagringssystem utvärderas med avseende på genomförbarhet, hållbarhet, säkerhet och lönsamhet. Undersökningen avser besvara frågeställningarna:

- Vilken batteriteknik är lämplig för korttidslagring på Almunges vårdcentral med avseende på elanvändningsprofilen, samt batteriets säkerhet och hållbarhet?
- Hur ska ett batteri dimensioneras för att öka vårdcentralens självförsörjning av egenproducerad solet?
- Hur ska ett batteri i det hybrida energilagringssystemet dimensioneras för effekttopsreducering, samt bidra till en sömlös reservkraft tillsammans med vätgaslagret?
- Vilka dimensioner krävs på vätgaslagret för att agera reservkraft, enligt MSB:s tre nivåer på självförsörjning, vid en eventuell kris?
- Är ett batteri som tar tillvara på mycket solet eller ett hybrid energilagringssystem att föredra utifrån ett lönsamhetsperspektiv?

1.2 Avgränsningar

Vid val av batteriteknik utvärderas endast kommersiella batteritekniker. Säsongsslagringen syftar enbart till att utvärdera vätgaslagring, då det är en lagringsteknik som EU nu har valt att satsa stort på. Ytterligare en avgränsning inom vätgaslagringen är att enbart studera den nyttiga elen, och inte hur värmeförlusterna kan återanvändas i byggnaden för att uppnå en högre systemverkningsgrad för vätgaslagringssystemet. I de fall som vätgaslager installeras för att enbart agera reservkraft, brukar inte värmesystem installera för att ta tillvara på värmeförlusterna,

eftersom vätgaslagret till större delen av året står i viloläge (Thorsson, 2021b). Det finns olika sätt att lagra vätgas på, men i denna studie utvärderas endast lagring i gasform i tryckkärl, då det är den vanligaste lagringsmetoden idag. Data på vårdcentralens elanvändning, som används vid simuleringarna, utgår från endast ett års förbrukning på grund av att vårdcentralen är så pass nybyggd att mer historiska data inte finns att tillgå. Datan är dessutom på timbasis, vilket gör det svårt att identifiera effekttopparna ordentligt. Därmed görs ingen kartläggning av verksamhetens elanvändning för att identifiera vad eller vilka processer och beteenden som är mest energikrävande och under vilka tider på dygnet.

2. Bakgrund

I första Avsnittet 2.1 presenteras problemet med kapacitetsbrist i Uppsalas elnät och vilka konsekvenser det kan leda till. I efterföljande Avsnitt 2.2 och Avsnitt 2.3 presenteras hur Region Uppsala arbetar tillsammans med kommunen och andra aktörer med åtgärder för att avlasta elnätet. Dessutom presenteras hur de arbetar tillsammans för ett mer hållbart samhälle och för att uppnå de uppsatta klimatmålen för Uppsala till år 2030 och 2050.

2.1 Kapacitetsbrist i Uppsalas elnät

Uppsala, är en av flera stora städer i Sverige, som sedan ett antal år tillbaka har haft problem med kapacitetsbrist i elnätet. De huvudledningar i stamnätet som tillför el till Uppsalaområdet har en begränsad överföringsförmåga. Det handlar inte om att elproduktionen i Sverige är för liten, utan det beror på den begränsade överföringsförmågan, vilket kan liknas vid att det är "för trångt" i de huvudledningar som finns i stamnätet idag. Stamnätetsledningarna skulle behöva större dimensionering för att möjliggöra överföring av mer energi. Kapacitetsbristen i Uppsala uppstår under cirka 150 - 200 timmar varje år (1,7 – 2,3 %), vilket oftast sker under kalla vinterdagar då elbehovet är stort (Uppsala Kommun, 2020).

En faktor till kapacitetsbristen är att elbehovet har ökat vilket beror på ökad tillväxt i staden, fler eldrivna transportmedel samt nya mönster för elanvändningen. Precis som nämnt tidigare, är en annan faktor att elnätet, framförallt stamnätet, inte har utvecklats i takt med den ökade elanvändningen. Eftersom stamnätet är ihopkopplat med region- och lokalnät påverkas även dessa. En annan faktor är den minskade lönsamheten vad gäller kraftvärmeproduktion. Detta har lett till att den lokala elproduktionen i Uppsala har minskat. En konsekvens som blir till följd kapacitetsbristen, är att det blir svårt att etablera nya stadsdelar och att utveckla redan befintliga som planeras. En annan konsekvens är att det kan försvåra arbetet med Uppsalas klimatomställning, såsom att bygga fler laddstolpar för elbilar, för att ersätta fossildrivna fordon. På grund av den rådande kapacitetsbristen har därför Uppsala kommun startat projektet #uppsalaeffekten (Uppsala Kommun, 2020). Det är flera olika aktörer som arbetar inom detta projekt

såsom Länsstyrelsen, Region Uppsala och länets kommuner. Långsiktigt krävs det att stamnätet förstärks och investeringar i nya stamnätsledningar in till Uppsala, men detta är en långdragen process, upp till cirka 10 år, som ligger i händerna på Svenska Kraftnät att driva igenom (Uppsala kommun, 2020). Att minska effekttopparna i elnätet är därför det viktigaste och kortsiktigaste fokus inom projektet, vilket är avgörande för länets utveckling framöver. Eftersom det enbart är några timmar per år som elnätet är hårt överbelastat, finns det goda förutsättningar att förbättra kapacitetsbristen genom att reducera effekttopparna. Det finns i huvudsak två olika sätt att minska effekttoppar; antingen genom att förflytta elanvändningen i tiden eller att minska elanvändningen under hårt belastade timmar (Karlsson, 2020).

2.2 Uppsalas klimatprotokoll

Uppsala kommun ingår i något som kallas Uppsalas klimatprotokoll. Nätverket består av företag, universitet, föreningar och offentliga verksamheter som tillsammans arbetar och inspirerar varandra och andra för att lyckas uppnå Uppsalas klimatomål, samt bidra till ett hållbart samhälle över hela världen. Det var år 2010 som Uppsala kommun bjöd in lokala aktörer, som är verksamma inom olika samhällssektorer och branscher, för att gemensamt anta klimatutmaningen. Nätverket utgörs idag av 42 medlemsaktörer

och har vuxit till att bli ett av de effektivaste verktygen i arbetet mot Uppsalas långsiktiga mål om att bli fossilfritt till 2030 och klimatpositivt till 2050 (Uppsala klimatprotokoll, u.å.b).

Det praktiska arbetet med klimatprotokollet genomförs i olika fokus- och arbetsgrupper som bildas utifrån medlemsaktörernas intressen och behov, och idag finns det fyra områden varav Region Uppsala tillhör den som betecknas med titeln Energi. Denna fokusgrupp strävar mot att reducera koldioxidutsläppen genom att minska energianvändningen, driva på utvecklingen av förnyelsebara energikällor samt att minska medlemmarnas effektuttag från elnätet. Under pågående protokollsperiod (period 4) fokuserar gruppen på fortsatt energieffektivisering och att inleda samarbeten över systemgränser för att realisera energi- och effektbesparingar, som annars skulle utebli, men som nu istället gynnar Uppsalas energisystem (Uppsala klimatprotokoll, u.å.a).

2.3 Region Uppsalas klimatsatsning

Region Uppsala, som ingår i Uppsala klimatprotokoll, är en politiskt styrd organisation som ansvarar för hälso- och sjukvård, kollektivtrafik, kultur och regional utveckling inom regionen. De arbetar tillsammans med länets kommuner, näringsliv, högskolor och andra aktörer för att tillsammans skapa ett hållbart samhälle för invånarna (Region Uppsala, u.å). Region Uppsala har valt att satsa 90 miljoner kronor, mellan åren 2019 - 2022, på åtgärder som ska se till att minska energianvändningen. Målet är att åtgärderna ska resultera i minskade energikostnader, vilket innebär att satsningen ska återbetala sig på 10 år. De gjorde en liknande satsning mellan åren 2014 - 2018, med målet att minska

energianvändningen i regionen med 10 procent. Satsningen resulterade i att användningen minskade mer, med 22,3 procent. Därför är målet denna omgång att minska energiförbrukningen med ytterligare 12,5 procent jämfört med 2018, samtidigt som minst 3 % av elkonsumenterna ska komma från egenägda, förnybara energikällor. Som en del av denna satsning installerades solceller på taket på Almunges vårdcentral (Region Uppsala, 2019).

3. Objektbeskrivning – Almunges vårdcentral

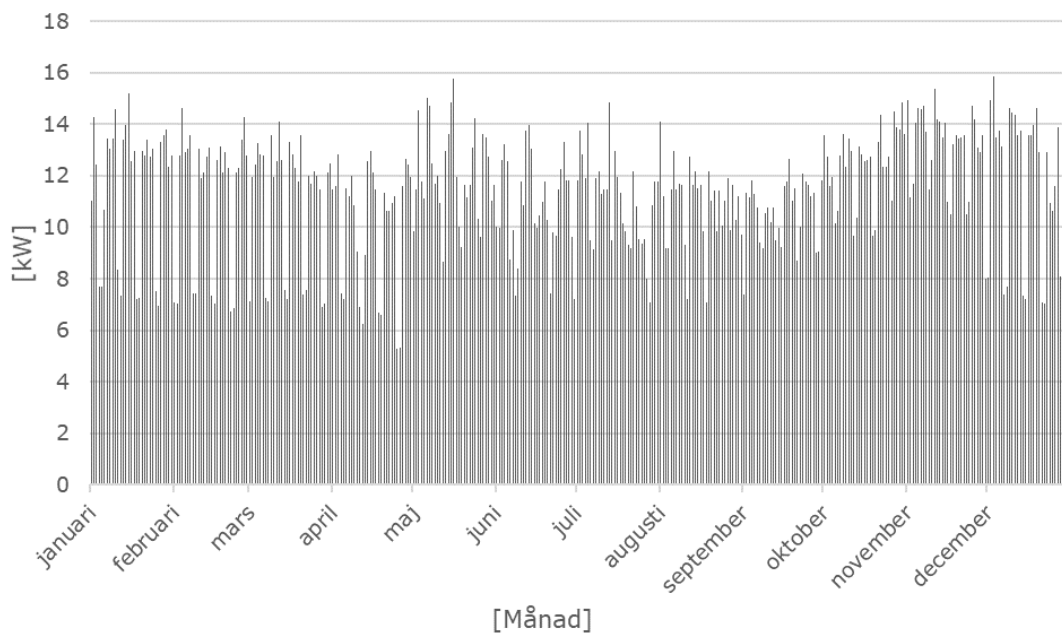
Almunges vårdcentral är en relativt nybyggd vårdcentral som invigdes sommaren 2019. Vårdcentralen bedriver dagverksamhet måndag till fredag mellan 08:00 och 17:00 medan det är stängt på helgerna. Byggnaden värms upp av en bergvärmepump och har en arkitektur som avser att efterlikna en lada för att smälta in i landsbygds miljön. Verksamheten ägs av Region Uppsala och solceller har installerats på vårdcentralens tak, för att bidra till klimatmålen och för att minska belastningen på elnätet. Region Uppsala önskar undersöka möjligheterna med ett energilager som kan ta tillvara på soletöverskott, för att bli mer självförsörjande och reducera elbehovet från elnätet ytterligare.

3.1 Vårdcentralens solcellsystem och elanvändning

Solcellssystemet på Almunges vårdcentral består av 192 paneler, där varje panel har en effekt på 335 W och är av märket Trina Solar med artikelnummer TSM-DE06M.08. Tillsammans utgör dessa 192 paneler en total installerad effekt på 64,3 kWp, där samtliga paneler är fastmonterade direkt på taket, vilket har en lutning på 30 grader mot sydväst. Solcellssystemet är vidare kopplat till en växelriktare av märket Sungrow som heter SG50CX. Växelriktarens uppgift är att omvandla den producerade likströmmen från solpanelerna till växelström, för att användas i bygganden eller skickas ut på elnätet. Växelriktaren har en märkeffekt på 50 kW med fem olika ingångar för maximum power point trackers (MPPT). Varje MPPT ser till att panelerna arbetar vid optimal effekt för att de ska producera så mycket el som möjligt. Panelerna är seriekopplade om 24 paneler vardera i varje sträng.

I Fel! Hittar inte referenskölla. presenteras vårdcentralens elanvändning mellan maj 2019 och april 2020 då solcellsanläggningen ännu inte var installerad.

Solcellsanläggningen installerades i maj 2020 och mätningen av andelen el som säljs ut på elnätet påbörjades inte förrän i september 2020. Därför finns det inte data på årlig soletproduktion respektive såld solet att tillgå.



Figur 1. Representerar vårdcentralens årliga elanvändning på timbasis, från januari till december. Månaderna januari, februari, mars och april är data från 2020 medan resterande är från 2019. Detta är elanvändningen utan hänsyn till den solen som byggnaden tar tillvara på.

4. Teori

I Avsnitt 4.1 förklaras begreppen självförsörjning och egenanvändning, samt hur dessa parametrar påverkas genom att implementera ett energilager. Detta följs av Avsnitt 4.2 där det beskrivs hur tröskelvärden används för att reducera effekttoppar och jämna ut effekttaget. I Avsnitt 4.3 beskrivs därefter vilka parametrar som är viktiga att ta hänsyn till vid dimensionering av ett energilager. I samma avsnitt beskrivs det kort om de olika kommersiella batterier som finns för korttidslagring. Dessutom beskrivs hur vätgas används för långtidslagring. I Avsnitt 4.4, presenteras EU:s lista på kritiskt listade råvaror och vilka batterier som innehåller listade råvaror.

4.1 Egenanvändning och självförsörjning

Egenanvändning anger hur stor del av den producerade solen som bygganden tar tillvara på (Luthander et al., 2015). Detta beräknas enligt

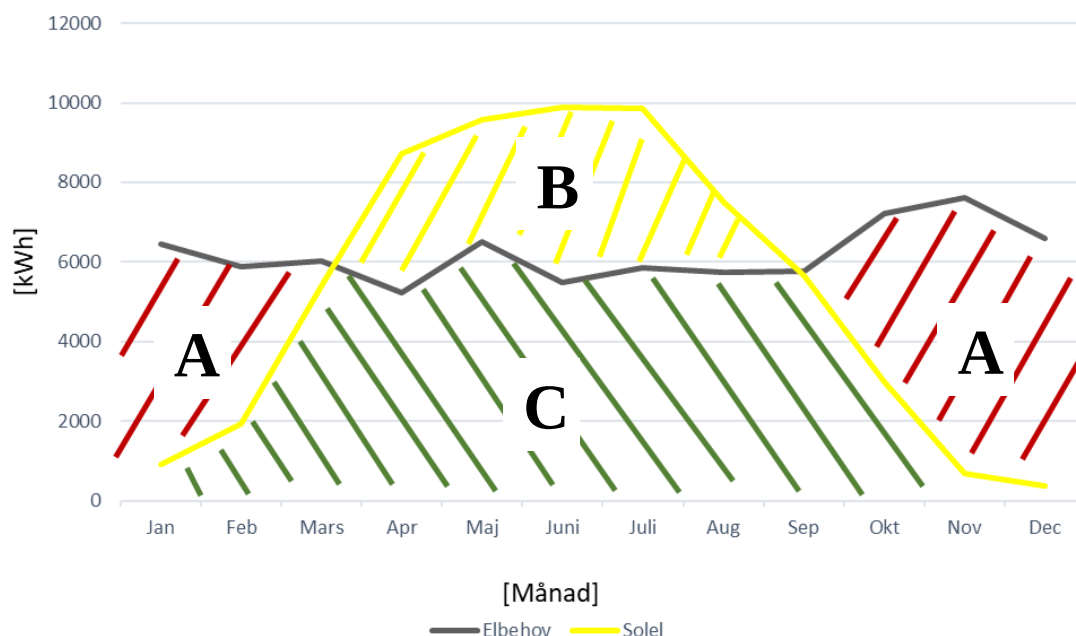
$$\text{Egenanvändning} = \frac{C}{B+C} \quad (1)$$

där C motsvarar den mängd producerad solen som byggnaden tar tillvara på. B motsvarar den solen som blir till överskott och inte tas tillvara på i byggnaden.

Självförsörjningsgraden däremot, anger hur stor del av byggnadens elbehov som täcks av den producerade solelen (Luthander et al., 2015). Detta beräknas enligt

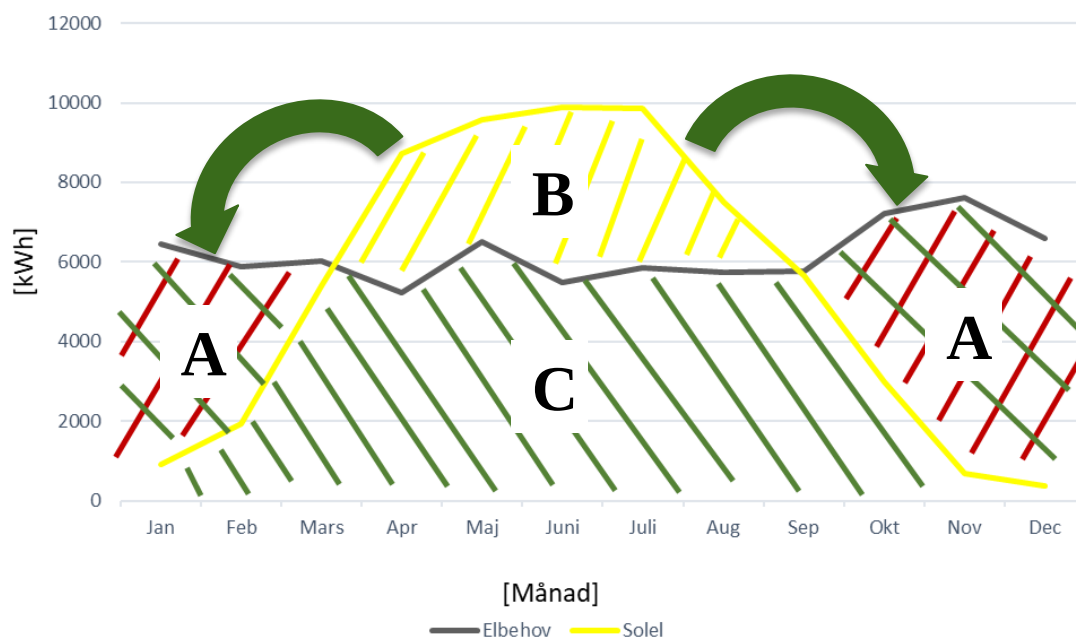
$$\text{Självförsörjning} = \frac{C}{A+C} \quad (2)$$

där A motsvarar underskott på solel, som byggnaden istället måste köpa in från elnätet.



Figur 2. Illustrerar de olika parametrarna som ingår i ekvation (1) och (2) i form av en graf över vårdcentralens elanvändning och solelsproduktion.

Eftersom produktionen av solel är intermittent uppstår den gulstreckade arean (B) i Figur 2, vilket representerar överskottet på solel. Det förekommer främst under sommaren sett till ett helt år, men även mitt på dagen sett till ett helt dygn. Genom att addera ett energilager är det möjligt att öka självförsörjningen och egenanvändningen. Hur mycket dessa parametrar ökar beror på hur stort energilagret är och därmed hur mycket överskott på solel som kan lagras för att användas vid ett senare behov. Det energilagret gör är att en del av eller hela den gulstreckade arean (B), förflyttas i tiden och omvandlas till den grönstreckade arean (C) enligt Figur 3. Det betyder att överskottet på solel minskar och övergår till att bli solel som används i bygganden för att täcka en större del av elbehovet.



Figur 3. Illustrerar hur solevärsöverskottet (B) förflyttas i tiden och blir solevärs som används i byggnaden (C) istället. På så vis minskar den röda arean av underskott på solevärs (A), med hjälp av ett energilager.

4.2 Reducera effekttoppar och jämna ut effekttuttaget

Att implementera ett energilager ökar inte bara egenanvändningen och självförsörjningen. Det kan också användas för att reducera effekttoppar och på så vis jämna ut effekttuttaget från elnätet. Laststyrning är en metod som innebär att elanvändningen förflyttas eller förändras, från de timmar på dygnet när elnätet är hårt belastat till de timmar när elnätet är mindre belastat. Syftet med laststyrning är således att jämna ut effekttuttaget från elnätet (Länsstyrelsen Östergötland et al., 2020).

I ett pilotprojekt på Askersund kommuns kultur- och kunskapscentrum har ett batterilager, solpaneler och elbilsladdning sammankopplats i ett mikronät för att utvärdera smarta styrstrategier (Björner, 2018). I Energimyndighetens projektrapport (2018a) framgår att olika styrstrategier testades olika perioder under året, för att reducera effekttoppar, där en av styrstrategierna skedde på timnivå i växelriktaren. Ett övre tröskelvärde sattes för effekttuttaget, vilket innebar att om effekttuttaget i byggnaden översteg tröskelvärdet laddades batteriet ur för att förse byggnaden med el, och på så vis avlasta elnätet. Ett lägsta tröskelvärde på effekttuttaget sattes också, vilket innebar att batteriet laddades upp från elnätet om byggnadens effekttuttag befann sig under det lägsta tröskelvärdet. Eftersom effektkostnaden per månad är en avgift för månadens högsta effekttopp som betalas till elleverantören, är målet att reducera månadens högsta effekttopp för att få ned kostnaden. För att bestämma vilka tröskelvärden som var lämpliga att sätta, analyserades historiska data på byggnadens elanvändning. Det resulterade dock i att tröskelvärdena var för högt satta under vissa perioder och för lågt satta under andra perioder, och därmed lyckades inte batteriet reducera effekttopparna i

den mån som önskades. En slutsats som drogs är att det är svårt att ställa in optimala tröskelvärden för att åstadkomma lönsamhet med effekttoppsreducering. Det är inte optimalt att sätta samma tröskelvärden för hela året, på grund av variationer i soletproduktionen och effekttuttaget. Det föreslås att optimala tröskelvärden kan åstadkommas genom att analysera elanvändningen för olika tidsperioder och att ta hänsyn till säsongsvariationer. De (Energimyndigheten, 2018a) föreslår även att en maskininlärningsalgoritm kan optimera effekttoppsreduceringen ännu mer, genom att anpassa tröskelvärdena med hänsyn till historisk elanvändning, väderprognoser och elprisprognoser för att ladda batteriet under de timmar på dygnet när elpriset är lågt.

4.3 Olika metoder för att lagra energi

Det finns idag flera tillgängliga energilagringmetoder, men energiomvandling krävs i många fall för att göra detta möjligt (NE, u.å.b; Elsäkerhetsverket, 2016, s.11). Beroende på vad energilagret ska användas till, krävs olika lång lagringstid och huvudsakligen skiljs detta mellan kort- och långtidslagring. Korttidslagring är oftast batterier som framförallt lämpar sig för att reducera effekttoppar och reglera frekvensen, då dessa snabbt kan ladda i respektive ur. Långtidslagring används för att exempelvis lagra överskottsel från solceller över säsongen, från sommar till vinter. Oavsett lagringstid finns det ett flertal parametrar som är viktiga att ta hänsyn till vid dimensionering av ett energilager. Dessa parametrar skiljer sig en aning mellan batterier och vätgaslagring.

4.3.1 Viktiga parametrar vid dimensionering av ett batterilager

Kapacitet [kWh] är en viktig parameter att ta hänsyn till vid dimensionering av ett batterilager. Det beskriver hur stor mängd energi som kan lagras i ett batteri. Oftast går det att koppla ihop flera batterimoduler för att öka den totala lagringskapaciteten i energilagret till önskad nivå (Ahmadi & Torabi, 2019, s.14; Energysage, 2020).

Ett batteri kan aldrig lagra mer energi än dess kapacitet, och när det laddas ur minskar dess lagrade kapacitet. *Laddningstillstånd (State of Charge förkortat SoC) [%]* är en parameter som anger andelen lagrad kapacitet, vid en viss tidpunkt, i förhållande till batteriets maximala lagringskapacitet. När batteriet är fulladdat är $SoC=1$ vilket betyder att batteriet är 100 % fullt. Tvärtom gäller när batteriet är helt urladdat, $SoC=0$ då det inte finns någon lagrad energi alls (Ahmadi & Torabi, 2019, s.18).

Urladdningsdjup (Depth of Charge förkortat DoD) [%] är en annan viktig parameter för ett batteri, som hänger ihop med laddningstillståndet. Urladdningsdjup anger hur stor andel av den lagrade energin som kan frigöras från batteriet. För de flesta batterier är det skadligt att laddas ur helt men också att laddas ur för lite (Ahmadi & Torabi, 2019, s.18).

En annan viktig parameter är *effekt [kW]*, som anger hur mycket energi som kan frigöras från batteriet per tidsenhet (Ahmadi & Torabi, 2019, s.14; Energysage, 2020).

Om batteriet har en hög kapacitet men låg effekt, betyder det att det tar lång tid för batteriet att ladda ur helt. Tvärtom gäller om batteriet har låg kapacitet och hög effekt, då laddas batteriet ur fortare (Energysage, 2020). Effekten påverkas dock av *verkningsgraden [%]*, vilket anger hur mycket av den tillförda energin som kan tas tillvara på (Ahmadi & Torabi, 2019, s.19; Energysage, 2020). Om batteriet har effekten 3 kW och verkningsgraden 90 %, betyder det att batteriet maximalt kan ladda ur med 2,7 kW på grund av förluster.

Självladdning [%] är en annan parameter som påverkar batteriets prestanda och som framförallt är problematisk för energilagringssystem (Ahmadi & Torabi, 2019, s.22). Med självurladdning menas hur snabbt batteriet laddar ur sig självt utan att energin konsumeras av någon last. Sjävladdning ökar bland annat när omgivningens temperatur ökar, då det ger upphov till flera interna och ogynnsamma kemiska reaktioner. Därför är det fördelaktigt att placera ett energilager, i detta fall främst batterier, i en svalare miljö för att motverka självurladdning (Ahmadi & Torabi, 2019, s.24). Däremot sjunker batteriets kapacitet vid låga temperaturer, vilket beror på att de delförlopp som sker inuti batteriet vid urladdning, går mycket trögare. Olika batterier tål olika låga temperaturer (NE, u.å.a) och därför är det viktigt att inte placera batteriet varken för svalt eller för varmt, för att motverka självurladdning och minskad kapacitet.

Livslängd [cykler, år] är också en betydande parameter, som anger hur många gånger ett batteri kan laddas i respektive ur. Oftast anger tillverkaren en garanti på att deras batteri ska klara av ett visst antal cykler eller ett antal år med ett visst urladdningsdjup och på så vis sätter en gräns för hur mycket av batteriets maximala kapacitet som kan utnyttjas. Vid varje cykel (i- och urladdning) förlorar batteriet en del av sitt aktiva ämne, vilket gör att det hela tiden förlorar lite av sin kapacitet med tiden. Efter tillräckligt många cykler kan det inte längre laddas upp lika mycket som när det var nytt. Ju högre antal cykler det klarar av, desto bättre batteri. Detta är något som tillverkare jobbar hårt med för att förbättra (Ahmadi & Torabi, 2019, s.25).

4.3.2 Korttidslagring

I detta avsnitt presenteras några av de kommersiellt förkommande lagringsmetoderna, framförallt olika batterier, som lämpar sig för korttidslagring. Dessa är flödesbatterier, nickelmetallhybridbatterier, litiumjonbatterier, saltvattenbatterier och svänghjul.

4.3.2.1 Flödesbatterier

En vanlig typ av flödesbatterier använder vanadin som material för både elektroderna och elektrolyten (Girschik et al., 2021). Det som skiljer flödesbatterier från andra batteritekniker är att deras elektroder är flytande. Det kan liknas vid en kombination av en bränslecell och ett vanligt batteri (Hasanuzzaman, 2019). Skillnaden mot ett vanligt batteri är att energin lagras i elektrolyten hos ett flödesbatteri medan det hos ett vanligt batteri lagras i elektroden. Den negativa och positiva elektrolyten lagras separat utanför battericellen i varsin tank, vilket möjliggör stor kapacitet. Tack vare att elektrolyten förvaras i separata tankar, möjliggör det också att skalning av kapacitet och effekt kan

åtskiljas. Batteriets kapacitet är direkt kopplad till storleken på tankarna och batteriets effekt är direkt kopplad till battericellen, vilket är en fördel med denna batteriteknik (Amirante et al., 2017; VisBlue, 2017). Det finns även andra fördelar med denna batteriteknik såsom dess höga verkningsgrad, långa livstid och hög säkerhet eftersom dessa batterier varken kan börja brinna eller explodera (Girschik et al., 2021; Hasanuzzaman, 2019).

4.3.2.2 Nickelmetallhybridbatterier

Nickelmetallhybridbatterier består av två elektroder, där den positiva katoden som består av Nickel(III)oxidhydroxid (NiOOH) och den negativa anoden består av metallhybrid (MH). Elektrolyten i dessa batterier består av kaliumhydroxid (KOH). Batterierna är helt återvinningsbara och består i minsta möjliga mån av svårt återvinningsbara råmaterial. Det finns ingen risk för spontana explosioner eller bränder, eller kortslutning vid låga temperaturer. Ett övervakningssystem ser till batteriet arbetar under optimala förhållanden för att undvika överladdning, överhettning och kortslutning. Om det skulle vara så att detta system slutar fungera av någon anledning, har tester visat på att dessa batterier fortfarande upprätthåller hög säkerhet även om batteriet inte arbetar under optimala förhållanden (Nilar, u.å).

4.3.2.3 Litiumjonbatterier

Litiumjonbatterierna är ett samlingsnamn för en mängd batterier som består av litium. Den positiva elektrod består av någon typ av metalloxid exempelvis litiumjärnfosfat eller litiummanganoxid. Den negativa elektroden utgörs i de flesta fall av grafit. Litium som används i dessa batterier, är det lättaste grundämnet i fast form vid rumstemperatur och har högst energidensitet (Girschik et al., 2021). Det gör därmed att dessa batterier är yteffektiva och inte lika skrymmande som andra batteritekniker. Verkningsgraden för dessa batterier är hög, men nackdelen är deras känslighet mot överladdning, då de tenderar att explodera om de överhettas (Ahmadi & Torabi, 2019, s.33). Batteriernas höga energidensitet, litiums brännbarhet i kombination med innehåll av syre gör att de kan överhettas vilket i värsta fall kan leda till att de börjar brinna (Nordling & Englund, 2015, s.16-17). Därför krävs det extra utrustning för att övervaka dessa batterier vilket blir mer kostsamt (Ahmadi & Torabi, 2019, s.33). Säkerhetsaspekten är därmed den största utmaningen med litiumjonbatterier, även om litiumjärnfosfatbatterier är en säkrare typ.

Batterilager som lever upp till regelverk och standarder och som installeras samt underhålls på rätt sätt anses vara säkra då det ska mycket till för att de ska bli så pass fel att de börjar brinna. Om överladdning mot förmodan skulle uppstå går det oftast att upptäcka på lukten då elektrolyten i ett litiumjonbatteri innehåller lösningsmedel av alkydkarbonater, vilket liknar lukten av nagellack eller Plastic Padding, vars ångor är giftiga (Elsäkerhetsverket, 2019).

4.3.2.4 Saltvattenbatterier

Saltvattenbatterier är en ung batteriteknik som är världens miljövänligaste och säkraste batteri med en hög verkningsgrad. Saltvattenbatterier är gjorda av helt giftfria ämnen

vilket gör dem miljövänliga (BlueSky Energy, u.å.a). Batterierna har en katod bestående av manganoxid, en anod bestående av koltitanfosfat, separerare bestående av bomull, elektronfångare av rostfritt stål och elektrolyt bestående av natriumsulfatlösning (saltvatten) (BlueSky Energy, u.å.d). Dessa saltvattenbatterier är helt underhållsfria där frekventa i- och urladdningar inte påverkar batteriets livslängd, vilket gör de lämpliga för korttidslagring. Batterierna blir inte heller överhettade, vilket gör att det är ofarligt att röra dem under drift. Det går heller inte att överladda dessa batterier och de kan varken explodera eller börja brinna (Bluesky Energy, u.å.a).

4.3.2.5 Svänghjul

Svänghjul lagrar energi i form av kinetisk energi, där en rotor med hög massa roterar motståndsfritt med en hög hastighet tack vare magnetiska kullager. Under laddning accelererar svänghjulet tack vare en elektrisk motor som sitter ihopkopplad med svänghjulet. När energibehovet är högt och svänghjulet laddas ur, saktas rotationshastigheten ner och energin överförs till generatoren i form av elektromagnetisk induktion. Detta är en miljövänlig teknik som inte bidrar till några utsläpp av miljöfarliga ämnen vid drift (Amirante et al., 2017). Vad gäller de flesta moderna svänghjulstekniker är rotorsystemet oftast inneslutet av säkerhets- och effektivitetsskäl. Inkapslingen består oftast av ett skyddande stålhölje som ser till att skydda människor och kringliggande utrustning från skador vid eventuellt rotorhaveri. Inte nog med att inkapslingen skyddar omgivningen, det ger även upphov till en högre verkningsgrad. Det beror på att inkapslingen möjliggör att rotorn kan köras i vakuum, alternativt fylld med gaser som har låg friktion, exempelvis helium (Jernkontorets energihandbok, u.å.a).

4.3.3 Säsongslagring med vätgas

I vätgaslagringssystemet ingår flera olika komponenter som utgör olika funktioner, men som tillsammans bildar ett komplett system. I Avsnitt 4.3.3.1 förklaras hur en elektrolysör fungerar, vilken utgör det första steget i vätgaslagret. I efterföljande Avsnitt 4.3.3.2 beskrivs hur vätgas kan lagras och vilka risker det medför. I Avsnitt 4.3.3.3 beskrivs det sista steget i vätgaslagret som utgörs av bränslecellen. I Avsnitt 4.3.3.4 ges en sammanfattande beskrivning av hur de olika komponenterna tillsammans bildar ett komplett vätgaslagringssystem. I det sista Avsnittet 4.3.3.5 presenteras vilka lagar och föreskrifter som styr hanteringen av vätgas och vart tillstånd söks.

4.3.3.1 Elektrolys – produktion av vätgas

Det första steget i vätgaslagringssystemet är att producera vätgas, och det finns olika metoder för att göra detta. En av dessa metoder är elektrolys, som spjälkar vatten till vätgas och syrgas. Överskottsel från solcellerna används då för att driva elektrolysören som bildar vätgas. Det är en miljövänlig process utan några utsläpp av föroreningar eller växthusgaser vid drift (Dagdougui et al., 2018). Vätgasen komprimeras eventuellt ytterligare i en kompressor, om så önskas, för att sedan lagras till dess att energin som finns i vätgasen behöver användas för att generera el (NE, u.å.c).

Det finns fyra olika tekniker utvecklade för elektrolysisprocessen där vatten spjälkas. Alkaline water electrolysis (AWE), proton exchange membrane (PEM), alkaline anion exchange membrane (AEM) och solid oxide water electrolysis (SOE). Samtliga tekniker fungerar på samma sätt, men materialen och deras driftförhållanden skiljer sig åt. Alkaline water electrolysis (AWE) har en låg arbetstemperatur, långsam uppstartstid och lång responstid på variationer i lasten. Dess tröga uppstart och långsamma respons, gör denna teknik olämplig att använda tillsammans med intermittenta energikällor, och används snarare när ett konstant energiflöde tilldelas elektrolysören. Dock är det i dagsläget en kommersiellt använd teknik. PEM är en konkurrerande teknik, som är miljövänligare och som växer allt mer på marknaden. Tekniken har en snabb responstid, hög verkningsgrad, kompakt design och hög effekt, vilket gör den mer lämplig att använda tillsammans med intermittenta energikällor. Däremot är det en dyr teknik på grund av att dessa elektrolysörer innehåller dyra ädelmetaller (Chi, J. & Yu, H. 2018). För att utvinna vätgas krävs det tillförsel av vatten som kan spjälkas.

4.3.3.2 Lagring av vätgas

När vätgas har producerats av elektrolysören, är nästa steg att förvara den tills den behöver användas för att producera el. Viktigt att skilja på är att vätgas inte är en primär energikälla, utan används som energibärare (NE, u.å.c). Vätgas har en hög energidensitet per massenhet men låg energidensitet per volymenhet. Dess energidensitet per massenhet är så gott som tre gånger större jämfört med eldningsolja och bensin. Däremot krävs det tre och en halv gånger så mycket volym för att lagra motsvarande mängd energi i form av vätgas jämfört med eldningsolja och bensin. Nackdelen med vätgas som energibärare är att den är dyrare än många andra alternativ såsom fossila bränslen, vilket beror på dyra investeringskostnader i vätgaslagringssystem även om vätgasen i sig inte kostar något (NE, u.å.c). Dess låga energidensitet per volymenhet gör det problematiskt att transportera och lagra vätgas på ett effektivt sätt. Väte kan lagras i gas- eller vätskeform eller bundet till andra ämnen i väterika kemiska föreningar såsom metallhybrider. Alla lagringmetoder har sina för- och nackdelar där lagring i gasform är utrymmeskrävande men där vätgasen kan komprimeras (ca 200 - 700 bar) för att minska volymen. Lagring i vätskeform kräver kondensering och en förvaringstemperatur på -253 grader Celsius, vilket ställer speciella krav på bland annat behållarna. Metallhybrider är relativt tunga, men den säkraste lagringsmetoden av dem. Idag är det dock vanligast att lagra vätgas i komprimerad gasform (Sørensen & Spazzafumo, 2018; NE, u.å.c).

Säkerhetsaspekter kring lagring av vätgas

Vid lagring av vätgas finns det vissa risker för brand och explosion som måste beaktas och elimineras i största möjliga mån, genom att vidta säkerhetsåtgärder. Vätgas är cirka 14,3 gånger lättare än luftmassa och är klassad som en brandfarlig gas, då kriteriet för detta är att gasen kan bilda en antändbar gasblandning med luft i rumstemperatur vid atmosfärstrycket 101,3 kPa (MSBFS 2010:4, 2 kap § 1; NE, u.å.c). Dessutom är vätgas den minsta molekyl som finns, vilket ökar sannolikheten för att gasen kan läcka ut genom små hål och porösa material. Dessa parametrar gör att en gasläcka kan leda till

explosion och även bränder, speciellt i stängda och trånga utrymmen. En explosion kan utlösas av höga temperaturer, friktion mot en yta eller en elektrisk gnista (NE, u.å.c).

4.3.3.3 Bränslecell – produktion av el

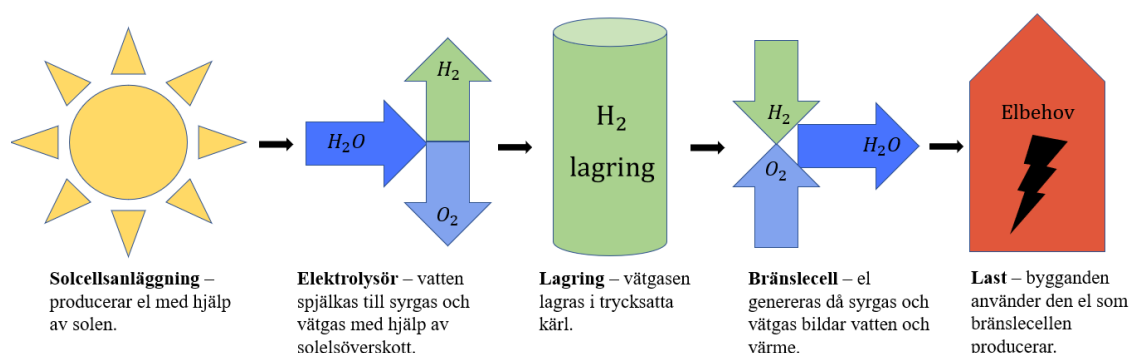
Det slutgiltiga steget i vätgaslagringsystemet är att använda den lagrade vätgasen för att producera el när elbehov uppstår. Detta sker i en bränslecell som används för att omvandla vätgasens kemiska energi till elektrisk energi, med andra ord el, via omvänd elektrolys. Istället för att spjälka vatten som i elektrolysören, bildas vatten i bränslecellen genom att låta vätgas och syrgas reagera och dessutom generera el. Denna process har högre verkningsgrad än förbränningsmotorer, och de enda restprodukterna som bildas är vatten och värme till skillnad från förbränningsmotorer som avger koldioxid (PowerCell, u.å).

Bränslecellen består av en anod, katod och elektrolyt, likt ett vanligt batteri. Anoden matas med syrgas medan katoden matas med vätgas för att bilda vatten och generera el. Det är främst elektrolyten som bestämmer bränslecellens egenskaper. Proton Exchange Membrane (PEM) är en metod som kan användas, precis som i elektrolysören. De bränsleceller med PEM-tekniken, arbetar under relativt låga temperaturer (<100 grader Celsius) och har en snabb reaktionstid, vilket gör att de startar upp relativt snabbt. Bränsleceller med PEM-tekniken har högst effekt av alla bränsleceller, vilket gör dem mindre och lättare. Bränslecellen kyls med vätska vilket gör att den energi som blir till värme, istället för el, kan återanvändas i byggnaden för uppvärmning och på så sätt ge en högre totalverkningsgrad (PowerCell, u.å).

4.3.3.4 System för säsongslagring med vätgas

Vätgaslagringsystemet, till skillnad från batterier, består av flera komponenter som tillsammans bildar vätgaslagringsystemet. Dessa komponenter är elektrolysör, lagringkärl och bränslecell samt eventuell kompressor och extra kringutrustning. Ett batteri består av en enda komponent som både utgör uppladdning, lagring och urladdning. I vätgaslagringsystemet motsvarar elektrolysören uppladdning, sedan lagras vätgasen i externa lagringkärl som sedan laddas ur, genom att bränslecellen använder vätgasen tillsammans med syre för att bilda vatten och generera el. **I Fel! Hittar inte referenskälla.** presenteras en schematisk översiktsskild från det att vätgasen produceras, tills vätgasen omvandlas till el igen och konsumeras. Vattnet som matas in till elektrolysören kopplas in via ett rör med vanligt dagvatten som går igenom att avjoniseringssystem innan det spjälkas. Syret som bildas som restprodukt släpps ut i luften men är renare än luft och kan återanvändas. Bränslecellen har ett eget vattenkylsystem vars värme kan tas tillvara på genom att använda en värmeväxlare. Däremot bildas även vatten som restprodukt och detta vatten kan möjligtvis återanvändas i elektrolysören för att minska mängden inköpt vatten (Nilsson, 2021a). Vid dimensionering av elektrolysör och bränslecell kan dessa ha olika effekt, eftersom dessa komponenter inte är beroende av varandra. Elektrolysören och bränslecellen har även varsin verkningsgrad som måste tas hänsyn till vid beräkningar. Systemets kapacitet beror på antalet tryckkärl som lagrar vätgasen och det begränsas i sin tur av

tillgängligt förvaringsutrymme. Genom att komprimera vätgasen minskar volymen och kräver därmed mindre utrymme, dock medför det en del förluster vid kompressionen.



Figur 4. En schematisk bild över hur vätgaslagringssystemet hänger ihop med solcellsanläggningen och byggnaden.

4.3.3.5 Lagar och regler för hantering av vätgas

Med tanke på de risker som finns vid hantering av vätgas, finns det en del lagar och föreskrifter att förhålla sig till. Enligt *Lagen (2010:1011) om brandfarliga och explosiva varor* (LBE) är hantering av brandfarliga gaser och vätskor tillståndspliktigt. Det finns dock undantag från tillståndsplikt, vilka redovisas i 2. Kap § 2 i MSB:s *Föreskrifter om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor* (MSBFS 3013:3). För en yrkesmässig publik verksamhet, som vårdcentralen är, gäller att maximalt två liter brandfarlig gas får förvaras inomhus och 60 liter utomhus, utan att tillstånd krävs (MSBFS 2013:3, 2 Kap § 2). Syftet enligt § 1 i LBE (SFS 2020:903) är att "*hindra, förebygga och begränsa olyckor och skador på liv, hälsa och miljö eller egendom som uppkommer genom brand eller explosion orsakad av brandfarliga eller explosiva varor. Lagen ska även förbygga obehörigt förfarande med varorna*". Med hantering avses bland annat förvaring och användning av en brandfarlig gas, och det är den totala mängden som en verksamhet ska hantera, som det krävs tillstånd för (MSB, 2017, s.6). Tillstånd söks hos tillståndsmyndigheten i den kommun där vätgaslagret ska placeras. I många kommuner är det räddningstjänsten som utgör tillståndsmyndighet där tillstånd söks (MSB, 2017, s.16). I § 7 LBE (SFS 2020:903) ställs kravet på att det måste finnas en utredning om de risker som innefattas av hanteringen av vätgas och vilka konsekvenser riskerna kan medföra. Utredningens syfte är att bedöma riskerna för brand och explosion och ska delvis ligga till grund för förebyggande åtgärder (MSB, 2017, s.18). I MSB:s *Föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler* (MBSFS 2020:1) finns bestämmelser om hantering av brandfarlig gas, och där de volymer som anges i föreskriften avser behållarnas invändiga volym, oavsett hur stor mängd brandfarlig gas som ska förvaras (MSBFS 2020:1, 1 Kap § 4). I föreskriften framgår vilka krav som ställs på placering, ventilation, hur rörledningar ska dras och brandteknisk avskiljare. I MSB:s *Föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler* (MBSFS 2020:1, Tabell 2) framgår rekommenderade avstånd för placering av lösa behållare för en publik verksamhet. Det första avståndet avser mellan lösa behållare och byggnaden i allmänhet, brännbart material. Det andra

avståndet avser mellan lösa behållare och en stor mängd brännbart material. Det tredje avståndet avser mellan lösa behållare och utrymningsväg från svårutrymda lokaler. Dessa avstånd varierar beroende på hur stor volym gas som förvaras och vilken klass på brandteknisk avskiljare som används för att innesluta de lösa behållarna. Avståndet kan bli kortare, i princip noll, om brandteknisk avskiljare motsvarande EI 30 eller EI 60 används. Det krävs dock alltid ett avstånd från verksamheten vid hantering av gas som överstiger en volym på 1200 liter. Föreskrifterna (MSBFS 2020:1, Tabell 2) är begränsande i bedömningssyfte, då de enbart anger föreskrifter för en lagringsvolym upp till 8000 liter, för större volymer kan avvikelser förekomma.

4.3.4 Hybrid energilagringssystem

Batterilagringssystem är normalt lämpliga för korttidslagring, bland annat på grund av deras höga verkningsgrad, snabba i- och urladdningar och hantering av varierande momentana belastningar. Däremot lämpar sig batterilager sämre för långtidslagring på grund av deras låga energidensitet och självurladdningsförmåga. Ett vätgaslager lämpar sig bättre vad gäller säsongslagring, på grund av dess höga energidensitet per massenhet och dess i stort sett obefintliga självurladdning vid lagring. Därför är ett hybrid energilagringssystem som består av en kombination av ett batteri tillsammans med ett vätgaslager, mer lämpat för att uppnå ett mer robust energilagringssystem (Agbossou et al., 2004).

4.4 Hållbarhetsaspekten för energilagring

Ett hybrid energilagringssystem är miljövänligt på det sättet att det ser till att ta tillvara på överskottsel från intermittenta förnybara energikällor, och på så vis minskar beroendet av el producerat från fossila bränslen. Däremot innehåller batterier en rad olika ämnen och i Avsnitt 4.4.1 presenteras de råvaror, som återfinns i de olika batteritekniker som beskrivs i Avsnitt 4.3.2, som ingår i EU:s lista på kritiska råvaror.

4.4.1 Kritiskt listade råvaror inom batteriindustrin

Dagens samhälle har ett stort behov av både metaller och mineraler. I Europa konsumeras cirka en fjärdedel av världens alla råvaror, men endast 3 % produceras inom kontinenten. Detta tyder på ett starkt importberoende från andra delar av världen. EU har därför listat de 30 metaller och mineraler som bedöms vara kritiska för samhället och välfärden. Listan grundar sig på två viktiga kriterier, vilka är ekonomisk betydelse och tillgångsrisk. Anledningen till att vissa råvaror klassas som kritiska, är på grund av att produktionen av det aktuella ämnet är geografiskt koncentrerad till en eller ett fåtal länder, samtidigt som återvinning av råvaran är låg.

Litium som används i litiumjonbatterier, titan som används i saltvattenbatterier och vanadin som används i flödesbatterier, är kritiskt listade råvaror. EU har ett starkt importberoende av dessa råvaror, men i dagsläget sker det åtminstone återvinning av titan och vanadin. Det är inte ekonomiskt försvarbart att återvinna litium storskaligt

idag. För samtliga av dessa råvaror är Kina världens största exportör, även om flertalet av dessa råvaror i huvudsak bryts i andra länder över hela världen (European Commission, 2020b).

Även om majoriteten av produktionen av dessa kritiska råvaror sker utanför Europa, finns en betydande mängd fyndigheter inom EU, som ännu inte bryts. Dock är tillgången på råvaror avgörande för Europas tillverkningsindustri och därför är åtgärder som bidrar till att säkerställa en säker, hållbar och ekonomiskt hållbar råvaruförsörjning, en högt prioriterad fråga. Det behövs alternativ för att bli mindre importberoende och täcka behovet av alla kritiska råvaror. Ökad gruvdrift i Europa är i nuläget det mest realistiska och säkraste alternativet för att successivt säkerställa tillgångarna bättre (SGU, 2020).

4.5 Jämförelse av olika batteritekniker

Tabell 1 visar en sammanfattande jämförelse mellan de kommersiella batteriteknikerna för kortidslagring som har presenterats. Från tabellen framgår att saltvattenbatteriet har störst kapacitetsintervall och har längsta laddningstiden, precis som flödesbatterier. Litiumjärnfosfatbatteriet har kortast laddningstid men högst verkningsgrad av batterierna. Däremot har svänghjulet överlägset högst urladdningsdjup av samtliga batterier. Ur produktdatabladet för litiumjärnfosfatbatteriet och nickelmetallhybridsbatteriet, framgår inte deras självurladdning. Enligt Tabell 1 har dock svänghjulet lägst självurladdning följt av saltvattenbatteriet som har näst lägst självurladdning. I produktdatabladet för nickelmetallhybridsbatteriet framgår inte verkningsgrad eller urladdningsdjup. Vad gäller livslängd, är flödesbatteriet klart överlägset följt av svänghjulet. Därefter kommer saltvattenbatteriet på en tredje plats. Angående omgivningens temperatur har flödesbatteriet störst intervall av vad som är tillåtet för batteriets funktion. Litiumjärnfosfatbatteriet är det enda batteriet som inte tål minusgrader. Det är tydligt att flödesbatteriet är mest skrymmande följt av saltvattenbatteriet på en andra plats. Litiumjärnfosfatbatteriet är det minst skrymmande batteriet. Av produktdatabladet för flödesbatteriet framgår det inte om batteriet är underhållsfritt eller inte, men troligtvis krävs någon typ av underhåll även om det inte går att säga exakt. Saltvattenbatteriet är det enda batteri, vars leverantör tydligt påpekar är helt underhållsfritt under dess livslängd. Samtliga batterier i Tabell 1 anses vara helt säkra enligt leverantörerna själva, men skiljer det sig en aning. Det finns en del säkerhetsproblem med framförallt litiumjonbatterier överlag, även om de är säkra så länge de arbetar under optimala förhållanden. Därför betygssätts litiumjärnfosfatbatteriet som delvis säker. I princip alla dessa batterier är helt återvinningsbara, men det råder en aning oklarheter kring litiumjärnfosfatbatteriet eftersom litium inte är ekonomiskt försvarbart att återvinna i stor skala idag och därmed antas detta batteri inte vara helt återvinningsbart. Den sista parametern i Tabell 1 indikerar på att alla batterier förutom svänghjulet och nickelmetallhybridsbatteriet innehåller råvaror som återfinns på EU:s lista av kritiska råvaror.

Tabell 1. En jämförelse av saltvattenbatterier (BlueSky Energy, u.å.b; BlueSky Energy, u.å.c; Ritzer, 2021), litiumjärnfosfatbatterier (Ferroamp, 2019), nickelmetallhybridbatterier (Nilar, u.å), flödesbatterier (VisBlue, u.å) och svänghjul (Amber Kinetics, u.å).

	Saltvatten- batteri	LiFePO4	NiMH	Flödesbatteri	Svänghjul
Kapacitet [kWh]	5-270	10-15	0,96-57,6	25-500	32
Laddningstid [h]	5	0,25-1,25	4	5	4
Verkningsgrad [%]	90	93	-	70-80	86
DoD [%]	80	80	-	5 - 95	100
Självladdning [%]	1,5/mån	-	6 % dag ett, 13 % under 28 dagar	-	0
Livslängd [cykler, år]	5000 cykler	6000 cykler	2000 cykler	>10 000 cykler	30 år
Omg. Temperatur [C]	-5 till 50	0 till 40	-10 till 40	-40 till 50	-20 till 50
Mått / kWh	0,08	0,0001- 0,0158	0,014	0,11	0,046
Underhåll	Underhållsfritt	Kräver underhåll	Underhållsfritt i de flesta fall	-	Lågt underhåll
Säkert	Ja	Delvis	Ja	Ja	Ja
Miljövänligt	Ja	Delvis	Ja	Ja	Ja
Innehåller kritiskt listad råvara	Ja	Ja	Nej	Ja	Nej

5. Metod

Först presenteras simuleringen av den årliga solelproduktionen med hjälp av ett mjukvaruprogram i Avsnitt 5.1. I nästkommande Avsnitt 5.2, presenteras hur batteriet

respektive vätagaslagret laddar i och ur med hänsyn till förluster. I efterföljande Avsnitt 5.3 beskrivs de tre styrstrategierna som simulerades för de olika batterierna. Därefter i Avsnitt 5.4 beskrivs vilka parametrar och faktorer som ligger till grund för valet av batteriteknik både för de hybrida energilagringssystemen och de enskilda batteriet som ska ta tillvara på soletöverskott. I Avsnitt 5.5 beskrivs hur dimensionerna på vätagaslagret beräknas. Detta avser dimensionerna på elektrolysör och bränslecell samt de olika kapaciteterna av lagringen. I sista Avsnittet 5.6 beskrivs hur de ekonomiska beräkningarna utförs för att utvärdera och jämföra lönsamheten mellan de olika energilagringssystemen som läggs fram.

5.1 Simuleringar i PV Sol

Eftersom det inte finns data angående soletproduktionen att tillgå, simulerades istället solcellssystemet i mjukvaruprogrammet PV Sol Premium. Det är ett simuleringsprogram som vanligtvis används inom industrin för att designa och simulera alla tänkbara moderna solcellssystem. I premiumversionen tillåts 3D-visualisering, av byggnaden i fråga, och även skugganalys av eventuella skuggningsföremål. I programmet finns 20 000 olika moduler, 4700 inverterare och 1400 batterier att välja på. Dessa uppdateras kontinuerligt av leverantörerna själva, för att se till att den senaste datan alltid finns tillgänglig (Valentine software, u.å.). I simuleringsprogrammet finns väderdata för Uppsala förinstallerat, som ger ett TMY (Typical Meteorological Year). Väderdatan resulterade i ett medelvärde av solinstrålning på 912 kWh/m² och en medeltemperatur på 6,5 grader Celsius i Uppsala. Programmet valde 2014 som TMY, för att beräkna hur mycket el som solcellsanläggningen i genomsnitt producerar under ett år. Därefter jämfördes vårdcentralens elanvändning med den simulerade soleten enligt

$$P_{\text{solunderskott}}(t) = P_{\text{elbehov}}(t) - P_{\text{sol}}(t) \quad \text{om } P_{\text{elbehov}}(t) > P_{\text{sol}}(t) \quad (3)$$

$$P_{\text{solöverskott}}(t) = P_{\text{elbehov}}(t) - P_{\text{sol}}(t) \quad \text{om } P_{\text{elbehov}}(t) < P_{\text{sol}}(t) \quad (4)$$

för att se hur mycket solet som blir överskott respektive underskott och som därmed måste täckas av elnätet. $P_{\text{solöverskott}}(t)$ [kW] anger överskottet på solet.

$P_{\text{solunderskott}}(t)$ [kW] anger underskottet på solet som råder i byggnaden.

$P_{\text{elbehov}}(t)$ [kW] anger det elbehov som uppstår i byggnaden vid en given tidpunkt.

$P_{\text{sol}}(t)$ [kW] är den solet som producerats efter att den har passerat växelriktaren och omvandlats från likström till växelström. Genom att veta hur mycket solet som går till byggnaden, beräknades också självförsörjningen och egenanvändningen, med den nuvarande solcellsanläggningen, enligt ekvation (1) och (2).

5.2 Energilagringsmodeller

Två olika energilagringsmodeller byggdes upp i Excel. En modell som representerar de hybrida energilagringssystemen och en annan modell användes för att simulera ett

batteri som tar tillvara på mer överskott av sol. I Avsnitt 5.2.1 redovisas hur batteriet för de två modellerna laddas i respektive ur. I Avsnitt 5.2.2 redovisas hur vätgaslagret laddas i respektive ur.

5.2.1 I- och urladdning av batteriet

I praktiken sker det förluster både vid i- och urladdning av ett batteri, men för att förenkla modellen antas att de totala förlusterna endast sker vid uppladdning. Detta för att vid simuleringarna, se till att batteriet alltid kan möta det exakta elbehovet när det laddas ur. Batteriet laddas upp (Benavente-Araoz et al, 2017; Zhang et al., 2017) enligt

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(t - 1) * (1 - \sigma) + \frac{P_{\text{batteri}}(t) * \eta_{\text{batteri}} * \eta_{\text{inverterar}}^2}{Q_{\text{batteri}}} \quad (5)$$

för att bestämma laddningstillståndet $\text{SoC}(t)$ [%]. Q_{batteri} [kWh] är batteriets lagringskapacitet. $P_{\text{batteri}}(t)$ [kW] anger batteriets effekt, vilket är densamma för både i- respektive urladdning. Bokstaven t indikerar tidssteget vilket är angivet i timmar. σ [% / h] anger batteriets självurladdningsförmåga och η_{batteri} [%] är batteriets verkningsgrad. När batteriet laddas i respektive ur, förutätts att elen passerar genom en inverterare, där det sker en del mindre förluster. Inverterarens verkningsgrad betecknas $\eta_{\text{inverterar}}^2$ [%] och tas upphöjt i två eftersom alla förluster antas ske vid uppladdning. Batteriet laddas ur (Benavente-Araoz et al, 2017; Zhang et al., 2017) enligt

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(t - 1) * (1 - \sigma) - \frac{P_{\text{batteri}}(t)}{Q_{\text{batteri}}} \quad (6)$$

där ingen hänsyn tas till förlusterna. De konstanta parametrarna för batteriet vid i- och urladdning redovisas i Tabell 2.

Tabell 2. Redovisar värdet på de parametrar som används i energilagringsmodellerna vid simulering av saltvattenbatterier (BlueSky Energy, u.å.b; Ritzer, 2021), där växelriktarens verkningsgrad är ett antagande.

Parametrar saltvattenbatteri	Värde
σ [% / h]	0,002
η_{batteri} [%]	90,00
$\eta_{\text{inverterare}}$ [%]	97,00

5.2.2 I- och urladdning av vätgaslagret

Hur mycket vätgaslagret laddas upp, med hänsyn till förluster i elektrolysör och kompressor, beräknas (Wu et al., 2021) enligt

$$\text{SoH}_2(t) = \text{SoH}_2(t - 1) + \left(\frac{P_{\text{solöverskott}}(t)}{E_{\text{elektrolysör}}} \right) * \alpha - \left(\frac{P_{\text{solöverskott}}(t)}{E_{\text{elektrolysör}}} \right) * \alpha * E_{\text{kompressor}} \quad (7)$$

där $SoH_2(t)$ [kWh] anger den mängd energi som finns lagrad i vätgaslagret vid en viss tidpunkt. $E_{\text{elektrolysör}}(t)$ [kWh/kg H_2] är den mängd energi som elektrolysören kräver för att producera vätgas. Energiinnehållet i vätgas betecknas med α [kWh/kg H_2]. $E_{\text{kompressor}}$ [kWh/kg H_2] anger den mängd energi som kompressorn kräver för att komprimera vätgasen. Mängden energi som krävs vid kompressionen varierar beroende på hur mycket vätgasen komprimeras.

Vid urladdning är det bränslecellen som tar vätgas från lagringskärlen och tillsammans med syrgas bildar vatten och elektricitet. Mängden energi som vätgaslagret laddas ur med beräknas (Wu et al., 2021) enligt

$$SoH_2(t) = SoH_2(t - 1) - \frac{P_{\text{elbehov}}(t)}{\eta_{\text{bränslecell}}} \quad (8)$$

där $\eta_{\text{bränslecell}}$ [%] representerar bränslecellens verkningsgrad. För att se till att bränslecellen laddar ur den mängd el som krävs för att möta elbehovet, divideras därför elbehovet med verkningsgraden. Samtliga konstanter som används för ekvation (7) och (8) presenteras i **Fel! Hittar inte referenskälla.**

Tabell 3. Presenterar värdena på de fasta parametrarna för i- och urladdning av vätgaslagret (Nel, 2019; Halvorsen, 2021; Thorsson, 2021a; Vätgas Sverige, u.å.b).

Parametrar vätgaslager	Värde
$E_{\text{elektrolysör}}$ [kWh/kg H_2]	69,66
$E_{\text{kompressor}}$ (200 bar) [kWh/kg H_2]	1,110
$E_{\text{kompressor}}$ (300 bar) [kWh/kg H_2]	1,670
$\eta_{\text{bränslecell}}$ [%]	50,00
α [kWh/kg H_2]	33,00

5.3 Styrstrategier för batterierna

Det finns olika styrstrategier av energilager som lämpar sig olika bra beroende på vad målet är, samt hur elanvändningen i byggnaden och elproduktionen från solcellerna ser ut. För batterierna i de hybrida energilagringssystemen simulerades två olika styrstrategier, vilka benämns som Styrstrategi 1 och Styrstrategi 2. Styrstrategi 1 presenteras i Avsnitt 5.3.1 medan Styrstrategi 2 beskrivs i Avsnitt 5.3.2. Batteriet som ska ta tillvara på mer soletöverskott, simulerades med vad som benämns som Styrstrategi 3 och beskrivs i Avsnitt 5.3.3.

5.3.1 Styrstrategi 1

Den första styrstrategin grundar sig på ett batteri som har till uppgift att reducera månadens högsta effekttopp. Detta görs genom att sätta tröskelvärden på effektuttaget

från elnätet som batteriet ska se till att hålla, där tröskelvärdena anpassas individuellt för varje månad. Batteriet laddas i första hand av solelöverskott om det finns. Om det inte finns något överskott på solel och elbehovet befinner sig under tröskelvärdet, laddas batteriet upp från elnätet utan att överstiga tröskelvärdet på effektuttaget. Batteriet laddas sedan ur när elbehovet befinner sig över tröskelvärdet och laddar då ur med den effekt som krävs för att komma ner till tröskelvärdet. De teoretiska tröskelvärdena som är baserade på vårdcentralens elanvändning, beräknas enligt

$$P_{\text{teo.tröskelv.}} = \text{medel}(P_{\text{elbehov}} - P_{\text{sol}}) + \frac{\max(P_{\text{elbehov}} - P_{\text{sol}}) - \text{medel}(P_{\text{elbehov}} - P_{\text{sol}})}{2} \quad (9)$$

vilket görs för varje månad. Batteriets teoretiska effekt, för att lyckas upprätthålla de teoretiska tröskelvärdena som beräknas utifrån ekvation (9), bestäms för respektive månad enligt

$$P_{\text{teo.batterieffekt}} = \frac{\max(P_{\text{elbehov}} - P_{\text{sol}}) - \text{medel}(P_{\text{elbehov}} - P_{\text{sol}})}{2} \quad (10)$$

Genom att beräkna batteriets teoretiska effekt för varje månad utifrån ekvation (10), fås ett högsta respektive lägsta värde på teoretisk batterieffekt sett till alla månaderna över ett helt år. Därmed fås ett intervall på teoretisk effekt, som ger en fingervisning om vilka kapaciteter och effekter på batterierna som är intressanta att simulera. För varje batteri som simuleras, beräknas begynnelsevillkor på tröskelvärdena varje månad för respektive batteri, utifrån batteriets givna effekt enligt

$$P_{\text{begynnev.tröskelv.}}(\text{mån}) = \max(P_{\text{elbehov}}(\text{mån}, t) - P_{\text{sol}}(\text{mån}, t)) - P_{\text{batteri}} \quad (11)$$

$P_{\text{begyn.tröskelv.}}(\text{mån})$ [kW] anger begynnelsevillkoret på tröskelvärdet för respektive månad för ett helt år. Dessa begynnelsevillkor på tröskelvärdena tar inte hänsyn till batteriets kapacitet, laddningstid eller förluster, utan tar enbart hänsyn till batteriets effekt. Vid simuleringarna av respektive batteri, plottas vårdcentralens elanvändning för att se om batteriet i fråga lyckas hålla begynnelsevillkoren på tröskelvärdena utifrån ekvation (11). Om inte, ökas begynnelsevillkoret på tröskelvärdet med ett steg om 0,1 till dess att ett tröskelvärde som batteriet lyckas hålla under hela månaden hittas.

Den årliga effekten som batteriet teoretiskt sett bör reducera månadernas högsta effekttoppar, jämförs med den årliga effekten som batteriet faktiskt lyckas reducera månadernas högsta effekttoppar. Detta görs för att kunna avgöra vilket batteri som lyckas reducera månadernas högsta effekttoppar bäst under ett helt år. Den årliga effekt som batteriet teoretiskt sett ska reducera beräknas enligt

$$P_{\text{teo.årlig effekttopsreducering}} = P_{\text{batteri}} * y \quad (12)$$

där $P_{\text{teo.årlig effekttopsreducering}}$ [kW] är den teoretiska effekten som reducerar månadernas högsta effekttoppar under ett helt år och y [mån/år] anger antalet månader på ett helt år och därmed är dess värde 12. Den faktiska effekten som batteriet årligen reducerar månadernas högsta effekttoppar, beräknas enligt

$$P_{\text{årlig effekttoppsreducering}} = \sum_{\text{mån}=1}^{12} (P_{\text{begynnelsev.tröskelv.}}(\text{mån}) - P_{\text{tröskelvärde}}(\text{mån}) + P_{\text{batteri}}) \quad (13)$$

där $P_{\text{årlig effekttoppsreducering}}$ [kW] anger den effekt som reducerar månadernas högsta effekttoppar under ett helt år. Detta beräknas för alla de olika batterikapaciteterna som simuleras för denna styrstrategi. $P_{\text{tröskelvärde}}(\text{mån})$ [kW] är det faktiska tröskelvärdet på effekttutttaget från elnätet som batteriet lyckas hålla under hela månaden, vilket tas fram genom simuleringarna. Att få ut hur stor andel effekt som reduceras i förhållande mot hur mycket effekt som teoretiskt sett bör reduceras, beräknas enligt

$$\text{Andel effekttoppsreducering} = \frac{P_{\text{teo.årlig effekttoppsreducering}}}{P_{\text{årlig effekttoppsreducering}}} \quad (14)$$

5.3.2 Styrstrategi 2

Även för den andra styrstrategin, laddas batteriet i första hand av solelöverskott om det finns. Om det inte finns något solelöverskott och elbehovet befinner sig under tröskelvärdet, laddas batteriet upp av elnätet utan att överstiga tröskelvärdet. Batteriet laddas sedan ur när elbehovet befinner sig över tröskelvärdet, och laddas då ur med dess *maximala effekt*, givet att tröskelvärdet är större än batteriets effekt. Syftet med denna styrstrategi är att se om batteriet lyckas bibehålla de tröskelvärdena som bestämdes utifrån Styrstrategi 1, men att batteriets kapacitet utnyttjas bättre genom att ladda ur med maximal effekt. Denna styrstrategi är därmed enbart önskvärd om den lyckas erhålla tröskelvärdena från Styrstrategi 1.

5.3.3 Styrstrategi 3

Den tredje styrstrategin går ut på att ta tillvara på mer solelöverskott, genom att batteriet enbart laddas upp av solelöverskott, och sedan laddas ur när elbehov uppstår i byggnaden. Syftet med denna styrstrategi är istället att öka vårdcentralens självförsörjning och egenanvändning, vilka beräknas enligt

$$\text{Självförsörjning [\%]} = \frac{E_{\text{sol}} - E_{\text{solelöverskott}} + E_{\text{solel till batteri}} * \eta_{\text{batteri}} * \eta_{\text{inverterar}}^2}{E_{\text{elbehov}}} \quad (15)$$

$$\text{Egenanvändning [\%]} = \frac{E_{\text{sol}} - E_{\text{solelöverskott}} + E_{\text{solel till batteri}} * \eta_{\text{batteri}} * \eta_{\text{inverterar}}^2}{E_{\text{sol}}} \quad (16)$$

där E_{sol} [kWh] är den totala mängden producerad solen under ett år. $E_{\text{solelöverskott}}$ [kWh] är det årliga solelöverskottet. $E_{\text{solel till batteri}}$ [kWh] är mängden solen som går åt för att ladda upp batteriet. E_{elbehov} [kWh] är vårdcentralens årliga elbehov.

5.4 Val av batteriteknik

Dimensionerna på batterierna varierar mellan styrningarna. För Styrstrategi 1 och Styrstrategi 2 krävs ett mindre batteri med en lägre effekt, för att lyckas reducera

månadernas högsta effekttoppar och hålla tröskelvärdena. För Styrstrategi 3 krävs ett större batteri som kan ta tillvara på mer solel. Förutom att kapacitet och effekt har en avgörande roll finns det även andra tekniska faktorer som är viktiga, vilka framförallt är verkningsgrad, urladdningsdjup och laddningstid. Utöver de tekniska specifikationerna finns det andra faktorer som påverkar valet av batteri. En sådan faktor är batteriets miljöpåverkan, där det framförallt handlar om ifall batteriet är återvinningsbart eller inte. Även hållbarhet är en annan viktig faktor, vilket framförallt handlar om ifall batteriet innehåller kritiskt listade råvaror av EU. En annan faktor som är den viktigaste av alla, är säkerhet. Det är den viktigaste faktorn på grund av att vårdcentralen är en publik verksamhet dit människor kommer för att söka hjälp och ska därför känna sig trygga. Varken patienter eller personal ska behöva vara oroliga över att det finns ett batteri i verksamhetens byggnad som potentiellt kan börja brinna eller explodera, även om dessa risker är små i de flesta fall så länge batteriet arbetar under rätt förhållanden.

5.5 Kapacitet och dimensioner - vätgaslagringssystem

I Avsnitt 5.5.1 beskrivs hur dimensionerna på elektrolysör och bränslecell bestäms. Därefter i Avsnitt 5.5.2 presenteras beräkningarna för att bestämma hur stor lagringskapacitet som krävs för att vätgaslagret ska agera reservkraft i tre respektive sju dygn. Detta följs av Avsnitt 5.5.3 som beskriver hur lagringskapaciteten som krävs för att vätgaslagret ska agera reservkraft i tre månader beräknas. I Avsnitt 5.5.4 beskrivs sedan hur beräkningarna görs för att bestämma lagringskapaciteten på vätgaslagret för att agera reservkraft i tre respektive sju dygn och dessutom ta tillvara på det årliga solelöverskottet. Efterföljande Avsnitt 5.5.5 beskriver beräkningarna av dimensionerna på de olika vätgaslagrena för olika lagringstryck. Slutligen i Avsnitt 5.5.6, beskrivs hur bedömning om vätgaslagrena som ska agera reservkraft och ta tillvara på solelöverskott är genomförbara eller inte.

5.5.1 Dimensioner på elektrolysör och bränslecell

Dimensionerna på elektrolysören, det vill säga hur mycket vätgas den ska ha möjlighet att producera varje timme, bestäms utifrån timmen med maximal vätgasproduktion vid simuleringar. Detta beräknas enligt

$$m_{\text{elektrolysör}} = \max \left(\frac{P_{\text{solelöverskott}}(t)}{E_{\text{elektrolysör}}} \right) \quad (17)$$

där $m_{\text{elektrolysör}}$ [kg H_2] är mängden vätgas som elektrolysören producerar under en timme. För att producera vätgas går det åt en del vatten, vilket beräknas enligt

$$V_{\text{vatten}}(t) = \frac{P_{\text{solelöverskott}}(t)}{E_{\text{elektrolysör}}} * \beta \quad (18)$$

där $V_{\text{vatten}}(t)$ [L] anger hur många liter vatten som krävs för att producera en viss mängd vätgas per tidsenhet. β [L/kg H_2] anger hur många liter vatten det går åt för att producera ett kilogram vätgas, vilket är 10 liter/kg H_2 (Nel, 2019). Eftersom

vätgaslagret ska agera reservkraft, måste bränslecellen se till att minst möta vårdcentralens högsta effektbehov, vilket beräknas enligt

$$P_{\text{bränslecell}} = \max(P_{\text{elbehov}}(t) - P_{\text{sol}}(t)) \quad (19)$$

där $P_{\text{bränslecell}}$ [kW] är den minsta effekt som bränslecellen måste uppfylla.

5.5.2 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre respektive sju dygn

Hur mycket energi som vätgaslagret behöver lagra för att agera reservkraft under tre respektive sju dygn, grundar sig på den månaden som har högst medelbehov av el under ett dygn. Medelbehovet av el under ett dygn för respektive månad beräknas enligt

$$E_{\text{medel},24\text{ h}} = \frac{1}{b} \sum_{\text{dag}=1}^b E_{24\text{h}}(\text{dag}) \quad (20)$$

där $E_{\text{medel},24\text{h}}$ [kWh] är vårdcentralens medelbehov av el under ett dygn, för månaden i fråga. $E_{24\text{h}}(\text{dag})$ [kWh] anger elbehovet under ett dygn och där variabeln b motsvarar antalet dagar under den månaden som medeldygnnsbehovet beräknas för och varierar därmed mellan 28, 30 och 31. Det största medelbehovsdygnet, sett utifrån alla månaderna, används för att beräkna den totala lagringskapaciteten som krävs för tre respektive sju dygn, enligt

$$E_{\text{H}_2, \text{reserv}, x \text{ dygn}} = \frac{x \cdot \max(E_{\text{medel},24\text{ h}})}{\eta_{\text{bränslecell}}} \quad (21)$$

där x är antalet dagar, i detta fall tre eller sju dygn. $E_{\text{H}_2 \text{ reserv}, x \text{ dygn}}$ [kWh] anger den lagringskapacitet på vätgaslagret som krävs för att självförsörja vårdcentralen i tre respektive sju dygn. $E_{\text{medel},24\text{ h}}$ [kWh] beräknas enligt ekvation (17). Bränslecellens verkningsgrad behöver tas hänsyn till eftersom inte allt energiinnehåll i vätgasen omvandlas till nyttig el.

5.5.3 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre månader

Kapaciteten på vätgaslagret för att agera reservkraft i tre månader bestäms utifrån den tremånaderskombination under året som har störst elbehov. Totalt utvärderas 12 olika tremånaderskombinationer, där det maximala elbehovet väljs enligt

$$E_{\text{H}_2 \text{ reservkraft}, 3 \text{ mån}} = \frac{\max(E_{\text{mån}} + E_{\text{mån}+1} + E_{\text{mån}+2})}{\eta_{\text{bränslecell}}} \quad (22)$$

där $E_{\text{H}_2 \text{ reservkraft } 3 \text{ månader}}$ [kWh] är hur stor lagringskapacitet som krävs för att agera reservkraft i tre månader. I en tremånaderskombination är $E_{\text{mån}}$ [kWh] elbehovet för den första månaden, $E_{\text{mån}+1}$ [kWh] är elbehovet för den andra månaden och $E_{\text{mån}+2}$ [kWh] är elbehovet för den tredje månaden i kombinationen.

5.5.4 Kapacitet vätgaslager – reservkraft och lagra soletöverskott

Dimensionerna på vätgaslagret motsvarar en kapacitet för att det både ska agera reservkraft och lagra soletöverskott. Det soletöverskott som lagras i vätgaslagret beräknas enligt

$$E_{H_2, \text{solel}} = \frac{E_{\text{soletöverskott}} - E_{\text{solel till batteri}}}{E_{\text{elektrolysör}}} - \frac{E_{\text{soletöverskott}} - E_{\text{solel till batteri}}}{E_{\text{elektrolysör}}} * E_{\text{kompressor}} \quad (23)$$

där $E_{H_2, \text{solel}}$ [kWh] är det årliga soletöverskott som lagras i vätgaslagret. Genom att addera lagringskapaciteten för reservkraft, fås den totala mängden energi som vätgaslagret ska lagra enligt

$$E_{H_2} = E_{H_2, \text{solel}} + E_{H_2, \text{reserv}}. \quad (24)$$

5.5.5 Vätgaslagrens dimensioner för olika lagringstryck

Vätgaslagrets fysiska dimensioner beror på lagringstrycket. I denna studie jämförs tre olika lagringstryck; 30 bar, 200 bar och 300 bar. 30 bar är det tryck som elektrolysören levererar och därmed inte kräver någon ytterligare kompression. Vätgaslagrets kapacitet räknas om i vikt enligt

$$m_{H_2} = \frac{E_{H_2}}{\alpha} \quad (25)$$

där m_{H_2} [kg] anger hur många kilogram vätgas som lagras. Vätgaslagrets volym i antalet liter vid atmosfärstryck beräknas enligt

$$V_{H_2} = \frac{m_{H_2}}{\rho_{H_2}} \quad (26)$$

där V_{H_2} [m³] är volymen för den lagrade vätgasen vid atmosfärstryck och ρ_{H_2} [kg/m³] är vätgasens densitet vid atmosfärstryck, vilket är 0,089 kg/m³ (NE, u.å.c). Vätgasen antas lagras i tryckkärl (flaskor) som rymmer 50 liter vardera (Linde Gas, u.å). Hur många liter vätgas som kan lagras i en flaska för respektive lagringstryck beräknas enligt

$$V_{2, H_2 \text{ per flaska}} = \frac{V_1 * P_1}{P_2} \quad (27)$$

där $V_{2, H_2 \text{ per flaska}}$ [L] är antalet liter vätgas som kan lagras i en flaska vid lagringstrycket P_1 [bar], vilket motsvarar atmosfärstrycket på 1 bar. P_2 [bar] anger lagringstrycket som antingen är 30, 200 eller 300 bar. V_1 [L] är volymen per flaska vilket är 50 liter (Linde Gas, u.å). Antalet flaskor som krävs för att lagra önskad kapacitet med de olika lagringstrycken beräknas enligt

$$\text{Totala antal flaskor} = \frac{V_{H_2}}{V_{2, H_2 \text{ per flaska}}}. \quad (28)$$

5.5.6 Utvärdering av de hybrida energilagringssystemen

Det finns i huvudsak fyra faktorer som påverkar valet av hybrida energilagringssystem, och dessa är genomförbarhet, säkerhet, hållbarhet och lönsamhet. Vid val av batteriteknik tas redan hänsyn till säkerhet och hållbarhet. Vätgaslagret uppfyller kravet på hållbarhet på så sätt att inga utsläpp av koldioxid sker vid drift, varken från elektrolysören eller bränslecellen. Även om kostnaderna för vätgaslagring med stor sannolikhet är en avgörande faktor, är det framförallt säkerheten som regleras av lagar och föreskrifter, som är den mest kritiska faktorn till om det är genomförbart eller inte. För att bedöma huruvida det är rimligt att få tillstånd eller inte för ett vätgaslager som både ska agera reservkraft och ta tillvara på solelöverskott, hölls en semistrukturerad intervju med en säkerhetskonsult (Brännström, 2021) på AFRY och chef för säkerhet och teknik (Bock, 2021) på Energigas Sverige, då båda har många års erfarenhet av risker vid hantering av bland annat vätgas.

5.6 Ekonomiska beräkningar

En livscykelkostnadsanalys (LCC-analys) görs för de energilagringssystem som läggs fram, för att avgöra om det är värt att göra en investering eller inte. I Avsnitt 5.6.1 presenteras beräkningarna som ingår i LCC-analysen. Efterföljande Avsnitt 5.6.2 beskriver hur återbetalningstiden för de olika energilagringssystemen beräknas.

5.6.1 Livscykelkostnadsanalys (LCC-analys)

Innan en investering görs i en ny teknik, i detta fall ett energilager, bör en ekonomisk analys göras som grundar sig på produktens LCC. Livscykelkostnaden inkluderar investeringskostnader samt drift- och underhållskostnader, vilket anger den totala kostnaden för ett energilager under hela dess förväntade livslängd. Energi- och underhållskostnaderna är normalt svåra att uppskatta, då dessa kostnader varierar mellan åren. Genom att ta hänsyn till energilagrets livslängd, kalkylräntan och elprisökningen, beräknas de fortlöpande energi- och underhållskostnaderna om till dagens värde (Jernkontorets energihandbok, u.å.b). Ju längre tidsperspektivet för investeringen är, desto osäkrare blir beräkningarna. Däremot kan en lång livslängd avgöra om investeringen är lönsam eller inte (Upphandlingsmyndigheten, u.å). Den totala LCC:n för ett energilagringssystem beräknas enligt

$$LCC_{\text{total}} = C_{\text{investering}} + C_{\text{underhåll}} + C_{\text{energi}} \quad (29)$$

där $C_{\text{investering}}$ [kr] är investeringens initiala kostnad. $C_{\text{underhåll}}$ [kr] är nuvärdet av underhållskostnaden och C_{energi} [kr] är nuvärdet av energikostnaden. Nuvärdet av underhållskostnaden beräknas enligt

$$C_{\text{underhåll}} = a_{\text{underhåll}} * \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \quad (30)$$

där $a_{\text{underhåll}}$ [kr] är den årliga underhållskostnaden. n [år] är kalkylperioden och i [%] är kalkylräntan. Nuvärdet av energikostnaden beräknas enligt

$$C_{\text{energi}} = (E_{\text{energi}} * e_{\text{energi}} - E_{\text{såld el}} * e_{\text{såld el}}) * \frac{1 - \left(\frac{1+q-r}{1+i}\right)^n}{\frac{1+i}{1+q-r} - 1} \quad (31)$$

där E_{energi} [kWh/år] är det årliga elbehovet från elnätet och e_{energi} [kr/kWh] är elpriset. $E_{\text{såld el}}$ [kWh/år] är mängden solelöverskott som säljs ut på elnätet och $e_{\text{såld el}}$ [kr/kWh] är priset för den sålda elen. Nuvärdet för energikostnaden tar hänsyn till den årliga reala elprisökningen. För att få ut den reala elprisökningen tas hänsyn till inflation r [%]. Region Uppsalas kalkylränta är 5,5 % och den årliga inflationen antas vara 2 % med en årlig elprisökning på 3 %. Kalkylperioden för respektive LCC är satt att vara densamma som den beräknade livslängden för batterierna för respektive energilagringssystem. LCC:erna jämförs med ett referensfall, vilket motsvarar dagens årliga energikostnad med solcellssystemet utan något energilager.

Vid beräkningar av den årliga energikostnaden delas elpriset och elbehovet in i ytterligare fyra underkategorier, på grund av att vissa kostnader varierar beroende på vilken tid på året och dygnet som elen köps in. Den första kategorin är det totala elbehovet under ett år, oavsett tid på året och dygnet. Den andra kategorin är el som är köpt under höglästimmarna, vilket är mellan 06–22 på vardagar från november till och med mars. I denna studie är en avgränsning att låta alla dagar, även helger mellan 6–22, vara höglästimmor. Resterande timmar på året hamnar i den tredje kategorin, vilket kallas övrig tid (Vattenfall, 2021). Den fjärde kategorin är något som kallas effektreservtimmar, vilket är mellan 06–22 på vardagar från 16 november till 15 mars (Svenska Kraftnät, 2020). Dessutom betalas en avgift för månadens högsta effekttopp som tas med i beräkningarna.

5.6.2 Förväntad återbetalningstid

Återbetalningsmetoden är den enklaste kalkylmetoden som används för investeringskalkylering (Hedborg, 2011). Metoden beräknar hur lång tid det tar innan en investering är återbetald. Om en investering ska göras ska återbetalningstiden maximalt vara investeringens ekonomiska livslängd eller understiga företagets krav på återbetalningstid, om sådant krav finns. I detta fall har Region Uppsala ett krav på att återbetalningstiden maximalt får vara 12 år. Återbetalningstiden beräknas med hänsyn till kalkylräntan genom att nuvärdesberäkna den årliga besparingen. Den genomsnittliga årliga besparingen beräknas med hänsyn till elprisökningen och inflation enligt

$$a = \frac{\sum_{x=0}^{n-1} a_{x+1} * (1+q-r)}{n} \quad (32)$$

där x [år] indikerar vilket år, q [%] är den årliga elprisökningen på 3 % och r [%] är inflationen på 2 %. Återbetalningstiden med hänsyn till kalkylräntan beräknas enligt

$$T = - \frac{\ln(1 - \frac{G}{a}p)}{\ln(1+p)} \quad (33)$$

där T [år] är återbetalningstiden i antalet år och G [kr] är grundinvesteringen. a [kr/år] är den genomsnittliga årliga besparingen som beräknades med ekvation (32) och p [%] är kalkylräntan som för Region Uppsala är 5,5 %.

6. Resultat

I Avsnitt 6.1 presenteras först hur mycket solel som vårdcentralens solcellssystem producerar under ett år utifrån simuleringarna, samt vilken självförsörjning och egenanvändning det ger utan något energilager. Därefter följer Avsnitt 6.2 som presenterar de teoretiska tröskelvärdena och de teoretiska batterieffekterna för varje månad, beräknade utifrån vårdcentralens elanvändning. Avsnitt 6.3 redovisar valet av batteriteknik. Sedan presenteras resultaten av batterierna som simulerades med Styrstrategi 1 i Avsnitt 6.4 och Styrstrateg 2 i Avsnitt 6.5. I Avsnitt 6.6 jämförs sedan de olika batterikapaciteterna som simulerades med Styrstrategi 1 och 2. Därefter presenteras dimensionerna på elektrolysören och bränslecellen, samt de olika kapaciteterna på vätgaslagret i Avsnitt 6.7. Resultaten från de batterier som simulerades med Styrstrategi 3 presenteras i Avsnitt 6.8. Efterföljande Avsnitt 6.9, sammanställer de fem olika alternativa energilagringssystemen som läggs fram. Huruvida dessa får plats vid vårdcentralen presenteras i Avsnitt 6.10 Slutligen presenteras de ekonomiska beräkningarna i Avsnitt 6.11 som påvisar om respektive energilagringssystem är lönsamt eller inte.

6.1 Simulering av nuvarande solcellsanläggning

Simuleringen av vårdcentralens solcellsanläggning, med en installerad effekt på 64,3 kWp, resulterade i en årlig elproduktion på 62 302 kWh. Med solelproduktionen och vårdcentralens årliga elbehov på 74 155 kWh, utan ett energilager, erhålls en egenanvändning på 36 % utifrån ekvation (1) och en självförsörjning på 35 % utifrån ekvation (2).

6.2 Teoretiska tröskelvärden och batterieffekter utifrån vårdcentralens elanvändning

I Tabell 4 redovisas de teoretiska tröskelvärdena enligt ekvation (9), för respektive månad utifrån vårdcentralens elanvändning med hänsyn till den solel som tagits tillvara på i byggnaden. Eftersom elanvändningen skiljer sig åt mellan månaderna, resulterar det i olika teoretiska tröskelvärden för varje månad, vilket i sin tur ger olika teoretiska effekter på batteriet enligt ekvation (10). I praktiken går det inte att ha ett batteri med olika effekter, även om det vore önskvärt i detta fall. I teorin innebär en högre effekt på batteriet att lägre tröskelvärde bör erhållas, men huruvida dessa tröskelvärden kan hållas

eller inte beror på en rad olika faktorer, såsom batteriets kapacitet och profilen på elanvändningen.

Tabell 4. Sammanställer de teoretiska tröskelvärdena och de teoretiska batterieffekterna som beräknades utifrån vårdcentralens elanvändning.

	Max(P) [kW]	Teo. Batterieffekt [kW]	Teo. Tröskelvärde [kW]
Januari	15,2	3,6	11,7
Februari	14,6	3,9	11,1
Mars	12,3	3,8	8,8
April	10,3	3,6	6,8
Maj	12,1	4,2	8,6
Juni	10,1	3,6	6,6
Juli	10,9	3,8	7,4
Augusti	11,0	3,7	7,5
September	11,7	3,4	8,2
Oktober	14,5	3,6	11,0
November	14,7	2,4	11,2
December	15,8	3,6	12,3

I Tabell 4 ses att november har ovanligt låg teoretisk batterieffekt, 2,4 kW, jämfört med de andra månadernas teoretiska batterieffekter. Näst lägsta teoretiska batterieffekt är 3,4 kW och den högsta teoretiska batterieffekten är 4,2 kW. För det hybrida energilagringssystemen simulerades därför olika kapaciteter på batteriet med effekter mellan 3,5 - 5 kW.

6.3 Val av batteriteknik

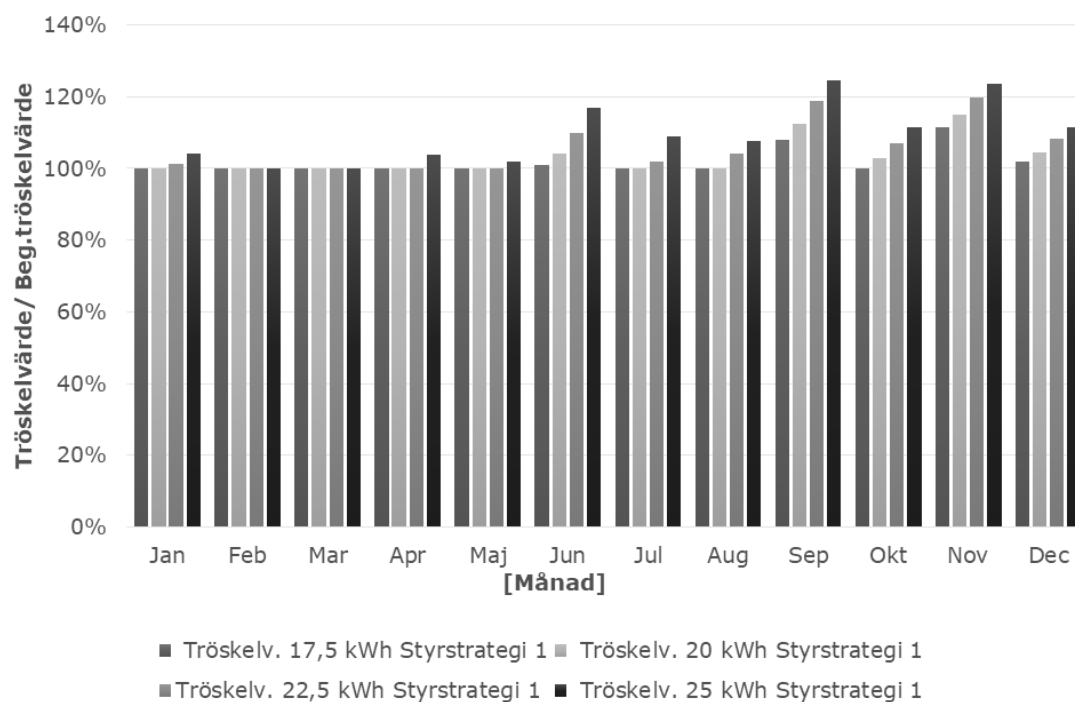
Valet av batteriteknik landade i saltvattenbatterier för samtliga styrstrategier. De har ett stort intervall av olika kapaciteter från 5 kWh upp till 270 kWh, vilket gör att saltvattenbatterier lämpar sig väl för samtliga styrstrategier. Valet grundar sig främst på att det är den säkraste batteritekniken av de som presenteras i Tabell 1.

Saltvattenbatterier är säkrast i den mening att de inte kan börja brinna, inte explodera och de innehåller inte heller några giftiga ämnen som kan läcka ut. Batterierna är dessutom helt återvinningsbara och helt underhållsfria. Med hänsyn till vårdcentralens elanvändningsprofil passar saltvattenbatterier väl, då de har en lång laddningstid. De andra batterierna i Tabell 1 har kortare laddningstid än saltvattenbatterierna, förutom flödesbatterier som har samma laddningstid. Den enda nackdelen med saltvattenbatterierna är det faktum att dessa batterier innehåller grundämnet titan som är en kritiskt listad råvara inom EU, då importbehovet av denna råvara är stort.

I de tekniska specifikationerna för saltvattenbatterierna, framgår att de kan stå emot 5000 cykler vid ett urladdningsdjup på 80 % eller att det har en livslängd som är minst 15 år om 70 % av kapaciteten utnyttjas (BlueSky Energy, u.å.a). I samtliga simuleringar av batterierna, sätts att urladdningsdjupet (DoD) är 80 % och att batteriet alltid laddas upp till maximalt laddningstillstånd, det vill säga att SoC är 100 %. Detta betyder att 80 % av batteriets kapacitet utnyttjas vid både i och urladdning.

6.4 Saltvattenbatterier med Styrstrategi 1

I Fel! Hittar inte referensskälla. redovisas hur väl fyra olika batteristorlekar lyckas hålla sina begynnelsevillkor på tröskelvärdena med Styrstrategi 1, som beräknats utifrån ekvation (11). De olika batteristorlekarna som simulerades var 17,5 kWh, 20 kWh, 22,5 kWh och 25 kWh. Om stapeln för respektive batteri är 100 % betyder det att begynnelsevillkoret på tröskelvärdet erhålls med Styrstrategi 1. Om stapeln däremot är högre än 100 %, betyder det att ett högre tröskelvärde erhålls än begynnelsevillkoret som bestämdes med ekvation (11), och därmed reduceras månadens högsta effekttopp mindre än det som batteriet är kapabel utifrån dess maximala effekt. Stapeln kan aldrig vara mindre än 100 % då batterierna aldrig kan erhålla lägre tröskelvärden än de beräknade begynnelsevillkoren.



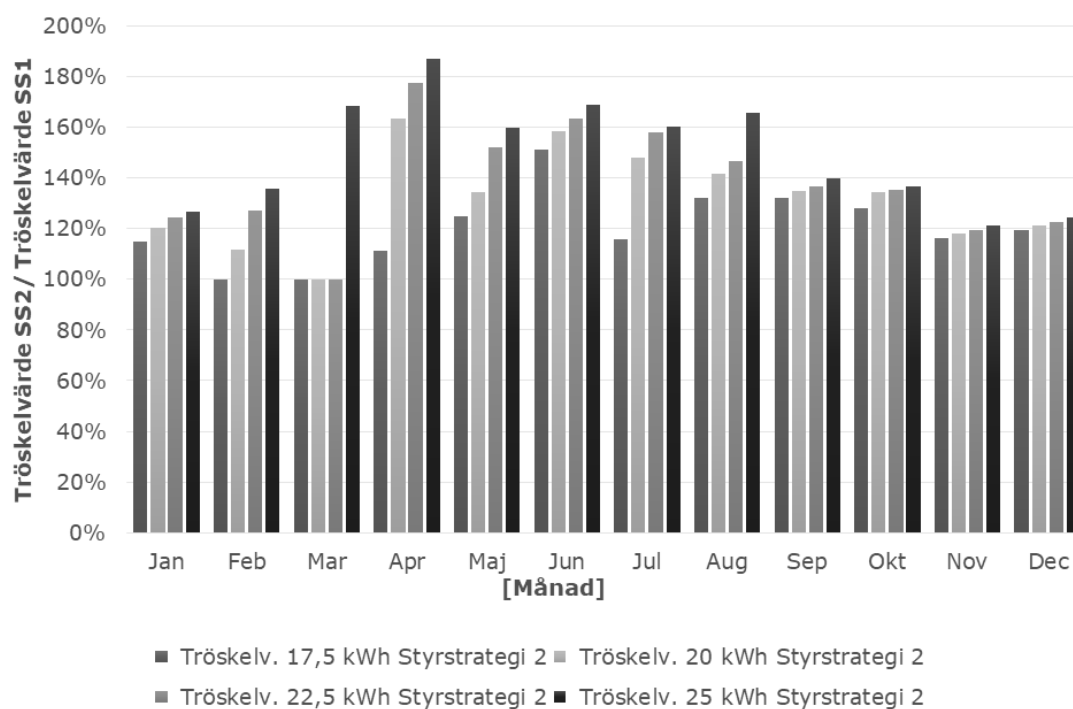
Figur 5. Visar hur väl begynnelsevillkoren på tröskelvärdena för respektive batteri lyckas upprätthållas med Styrstrategi 1. Är stapeln 100 % betyder det att begynnelsevillkoret på tröskelvärdet erhålls. Är stapeln högre än 100 % erhålls ett högre tröskelvärde jämfört med begynnelsevillkoret.

I Fel! Hittar inte referensskälla. gäller generellt att samtliga batterier har svårt att erhålla sina begynnelsevillkor på tröskelvärdena för månaderna juni, september,

oktober, november och december. Det minsta batteriet på 17,5 kWh lyckas hålla begynnelsevillkoren på tröskelvärdena bäst, medan det största batteriet på 25 kWh lyckas sämst med det. Viktigt att komma ihåg är att hur väl batterierna lyckas erhålla sina begynnelsevillkor är givet i procent, där varje batteri har olika begynnelsevillkor beroende på deras olika batterieffekter. Det största batteriet på 25 kWh, har lägre tröskelvärden då dess effekt är 5 kW, medan det minsta batteriet har högst tröskelvärden eftersom dess effekt är 3,5 kW. Det betyder att ju högre effekt, desto lägre begynnelsevillkor på tröskelvärdet går det teoretiskt sett att uppnå, vilket leder till att effektuttaget från elnätet reduceras mer. Det samtliga batterier har gemensamt, är att de lyckas erhålla sina begynnelsevillkor på tröskelvärdena för februari och mars, nästan april och maj också.

6.5 Saltvattenbatterier med Styrstrategi 2

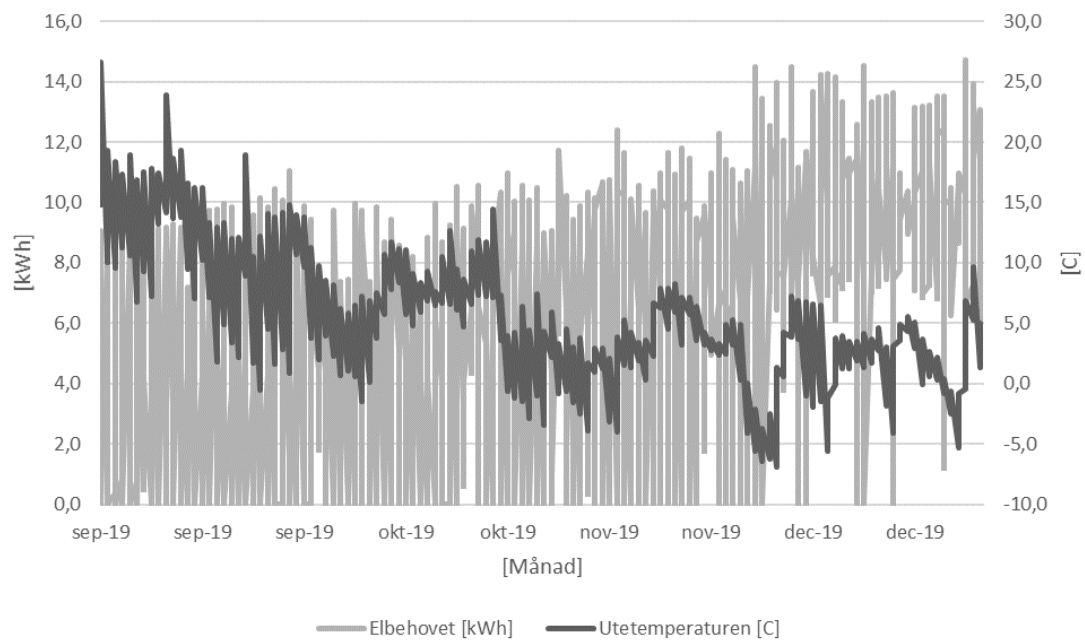
I Fel! Hittar inte referenskölla. gäller generellt att samtliga batterikapaciteter har svårt att hålla de tröskelvärdena som bestämdes från Styrstrategi 1 med Styrstrategi 2. Det är tydligt här, precis som i **Fel! Hittar inte referenskölla.**, att det största batteriet på 25 kWh har svårast att upprätthålla tröskelvärdena. Medan det minsta batteriet på 17,5 kWh lyckas upprätthålla tröskelvärdena bäst. Det som är intressant dock, är att samtliga batterikapaciteter har svårast att upprätthålla tröskelvärdena under sommarhalvåret mellan april och september. I februari är den enbart batteriet på 17,5 kWh som lyckas upprätthålla tröskelvärdet, men för mars är det både batteriet på 17,5 kWh, 20 kWh och 22,5 kWh som lyckas upprätthålla sina tröskelvärden från Styrstrategi 1 med Styrstrategi 2. Att samtliga batterier har svårt att hålla tröskelvärdena från april till september beror troligtvis på solelproduktionen. När solcellerna producerar el blir elbehovet under dagtid nästan obefintlig de månader när solen lyser som mest, och under resterande timmar på dygnet är elbehovet relativt stabilt. Batterierna laddas därmed upp av solelöverskott på dagen, men på grund av laddningstiden kan batterierna inte ladda ur med maximal effekt under resterande timmar på dygnet och därmed blir det svårare att upprätthålla tröskelvärdena. Med ett exempel menas att om batteriet är fulladdat och sedan laddar ur helt med maximal effekt under fyra timmar, då är batteriet tomt efter fyra timmar och om den högsta effekttoppen då inträffar den femte timmen kan batteriet inte reducera denna. Därför är denna styrstrategi inte lämplig för att hålla tröskelvärden på effektuttaget och på så vis reducera månadens högsta effekttopp.



Figur 6. Visar hur väl tröskelvärdena från Styrstrategi 1 erhålls vid Styrstrategi 2. Är stapeln 100 % betyder det att det tröskelvärde från Styrstrategi 1 erhålls. Är stapeln högre än 100 % erhålls ett högre tröskelvärde jämfört med Styrstrategi 1. Tröskelvärde SS1 och tröskelvärde SS2 står för de tröskelvärden som erhålls med Styrstrategi 1 respektive 2.

6.5.1 Förhållandet mellan utetemperaturen och elanvändningen

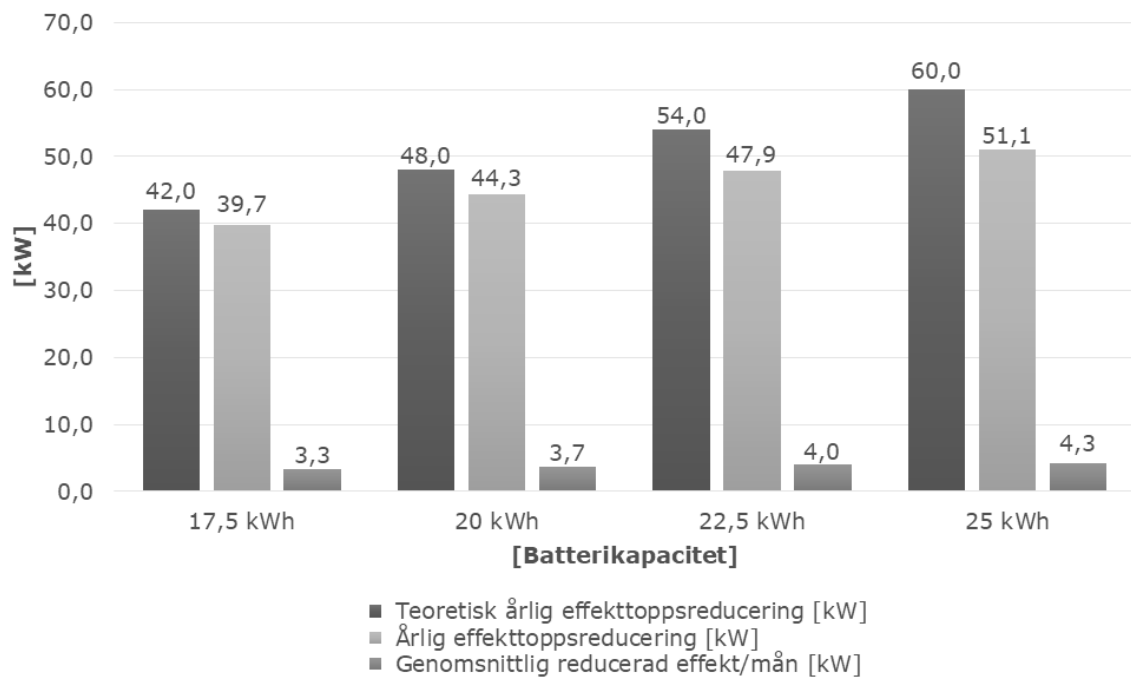
Ett gemensamt problem för samtliga batterikapaciteter, är att framförallt lyckas upprätthålla tröskelvärdena för september, oktober, november och december. Därför är det av värde att analysera om vårdcentralens elanvändning är beroende av utetemperaturen, vilket kan tyda på att vårdcentralens elbehov ökar när utetemperaturen sjunker betydligt för att värmepumpen kräver mer effekt. I **Fel! Hittar inte referensskälla.** presenteras förhållandet mellan utetemperaturen och elanvändningen för de månader som batterierna har svårast att upprätthålla tröskelvärdena med Styrstrategi 1. Dock saknas cirka 86 mätpunkter av utetemperaturen, vilket gör att datan är förskjuten och därmed matchar inte datan för utetemperaturen med rätt timme och datum. Däremot är datan på timbasis vilket i alla fall ger en överblick månadsvis. Det går att avläsa en korrelation mellan elanvändningen och utetemperaturen från **Fel! Hittar inte referensskälla..** När utetemperaturen sjunker ökar elanvändningen. Detta sker främst i november och december, vilket kan innebära att värmepumpen kräver mer effekt för att upprätthålla den termiska komforten i byggnaden.



Figur 7. Visar beroendet mellan vårdcentralens elbehov och utetemperaturen. Mätpunkterna för utetemperaturen är på timbasis, vars data är hämtad från SMHI (2021).

6.6 Jämförelse av de olika batterikapaciteterna

Enligt **Fel! Hittar inte referenskälla.** lyckas batteriet på 17,5 kWh reducera månadernas högsta effekttoppar med 95 % av det förväntade på årsbasis, vilket motsvarar 39,7 kW. Däremot lyckas det största batteriet på 25 kWh att reducera månadernas högsta effekttoppar med 85 % av det förväntade, vilket motsvarar 51,1 kW på årsbasis. Även om batteriet på 25 kWh har lägst andel reducerad effekt av samtliga batterier, reduceras månadernas högsta effekttoppar mest totalt sett på årsbasis. Det betyder att ju större batterikapaciteten är desto mindre utnyttjas dess maximala effekt.



Figur 8. Redovisar den teoretiskt beräknade effekttopsreduceringen och den faktiska effekttopsreduceringen på årsbasis. Dessutom presenteras den genomsnittliga effekt som reducerar månadens högsta effekttopp.

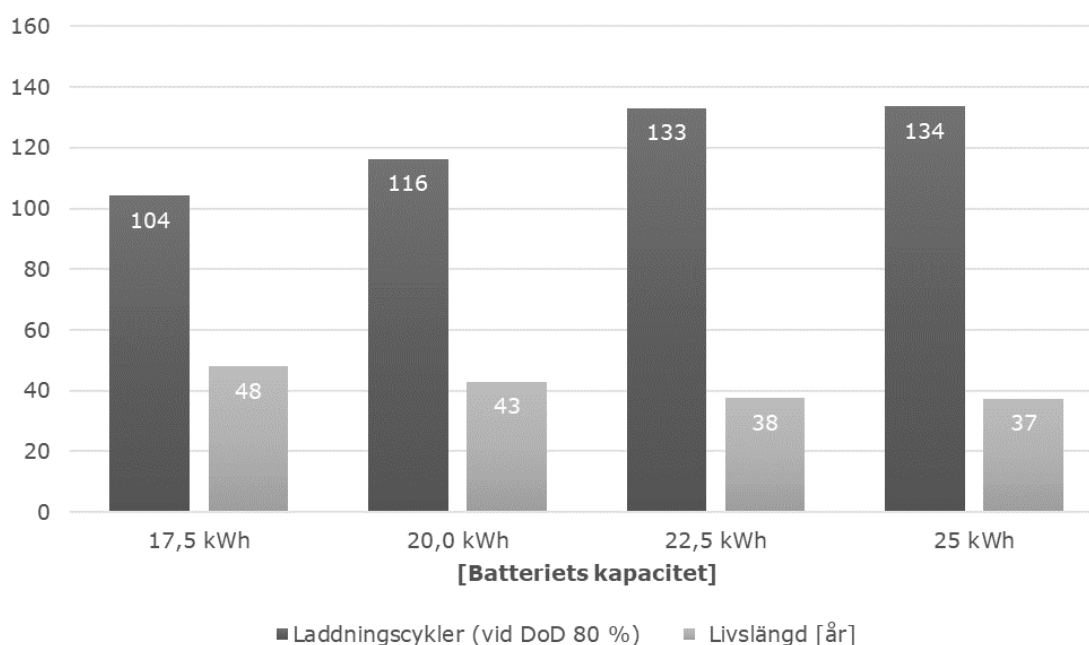
Att batteriet på 25 kWh lyckas reducera månadernas högsta effekttoppar med 51,1 kW på årsbasis, innebär i genomsnitt en reducerad effekt på 4,3 kW per månad. Eftersom batteriets effekt är 5 kW innebär det i genomsnitt att 0,7 kW inte utnyttjas för att reducera månadens högsta effekttopp varje månad. Batteriet på 22,5 kWh lyckas i genomsnitt reducera 4 kW varje månad, vilket i genomsnitt innebär att 0,5 kW inte utnyttjas eftersom batteriets effekt är 4,5 kW. Batteriet på 20 kWh lyckas i genomsnitt reducera 3,7 kW varje månad och därmed är det 0,3 kW som inte reduceras då batteriets effekt är 4,0 kW. Batteriet på 17,5 kWh reducerar i genomsnitt 3,3 kW varje månad vilket innebär att 0,2 kW inte utnyttjas då batteriets effekt är 3,5 kW.

Utifrån dessa resultat är det batteriet på 17,5 kWh som bäst lyckas reducera månadernas högsta effekttoppar utifrån den teoretiskt beräknade effekten på årsbasis. Batteriet kan även använda Styrstrategi 2 under februari och mars för att utnyttja dess kapacitet bättre. En viktig aspekt att ta hänsyn till är att i energilagringensmodellen antas alla förluster ske vid uppladdning. I praktiken sker förluster både vid i- och urladdning, därmed är det inte helt rätt att anta att alla förluster sker vid uppladdning enbart. Jan på PowerCell (Thorsson, 2021b), som är en leverantör av bränsleceller för vätgaslager, föreslår att det är bättre att ha ett lite större batteri för att uppnå en mer sömlös reservkraft tillsammans med vätgaslagret. Detta beror på att reaktionstiden för en bränslecell är lite längre än för ett batteri. Det betyder att om ett strömavbrott uppstår ska batteriet snabbt försörja vårdcentralen med el tills dess att bränslecellen uppnått önskad effekt, som därefter kan ta över för att agera reservkraft. Eftersom energimodellen bygger på att batteriet laddar i respektive ur med 80 % innebär det att 20 % alltid ligger som reserv i batteriet, vilket kan användas vid ett strömavbrott för att

uppnå en mer sömlös reservkraft. I genomsnitt är vårdcentralens elbehov 5,6 kW med hänsyn till den solel som används i byggnaden. Detta tillsammans med tidigare resonemang om förlusterna, resulterar i att ett batteri på 25 kWh med effekten 5 kW, skulle lämpa sig väl för att reducera månadens högsta effekttopp med Styrstrategi 1 för samtliga månader, samt ge en mer sömlös reservkraft tillsammans med vätgaslagret.

6.6.1 Cykler och livslängd

Enligt **Fel! Hittar inte referensskälla.** genomgår batterierna på 22,5 kWh och 25 kWh, i princip lika många fullständiga cykler med ett i- och urladdningsdjup på 80 %, vilket motsvarar cirka 133 cykler under ett år. Det ger dessa batterier en livslängd på 37 år, givet att saltvattenbatterier kan genomgå 5000 cykler med ett urladdningsdjup på 80 %. Däremot har det minsta batteriet på 17,5 kWh längst livslängd på 48 år, då den genomgår lägst antal fullständiga cykler under ett år.



Figur 9. Visar hur många fullständiga laddningscykler som batteriet genomgår under ett år och vad det ger för förväntad livslängd.

Eftersom det är relativt små kapaciteter och effekter på samtliga batterier, är det ingen nämnvärd mängd av det årliga överskott på solel som tas tillvara på i batterierna. Det totala solelöverskottet under ett år är cirka 37 020 kWh varpå 612 kWh går till batteriet på 17,5 kWh, 897 kWh till batteriet på 20 kWh, 1250 kWh till batteriet på 22,5 kWh och 1486 kWh till batteriet på 25 kWh. Det finns därför potential att lagra en stor mängd solelöverskott i ett vätgaslager som kombineras med saltvattenbatteriet på 25 kWh.

6.7 Kapacitet på vätgaslagret tillsammans med saltvattenbatteriet på 25 kWh

Här utvärderas hur stort vätgaslager som ska kombineras tillsammans med saltvattenbatteriet på 25 kWh. I Avsnitt 6.7.1 analyseras först hur mycket soletöverskott som går till vätgaslagret och som omvandlas till nyttig el från bränslecellen, samt dimensionerna på elektrolysör och bränslecell. Efterföljande Avsnitt 6.7.2 presenterar om soletöverskottet räcker till för att uppnå en lagringskapacitet på vätgaslagret att agera reservkraft i tre respektive sju dygn eller tre månader. Avsnitt 6.7.3 redovisar lagringskapaciteten på vätgaslagret för att agera reservkraft i tre respektive sju dygn för de olika lagringstrycken. Avsnitt 6.7.4 redovisar lagringskapaciteten på vätgaslagret för att agera reservkraft i tre dygn och dessutom ta tillvara på soletöverskottet, för de olika lagringstrycken. Avsnitt 6.7.5 redovisar lagringskapaciteten på vätgaslagret för att agera reservkraft i sju dygn och dessutom ta tillvara på soletöverskottet, för de olika lagringstrycken. I sista Avsnittet 6.7.6 presenteras huruvida det är rimligt att få tillstånd för vätgaslager som ska agera reservkraft i tre respektive sju dygn samt ta tillvara på soletöverskottet.

6.7.1 Kapacitet vätgaslager – lagring av soletöverskott med olika lagringstryck

Andelen soletöverskott som går till vätgaslagret bygger på ett saltvattenbatteri på 25 kWh med effekten 5 kW, där samtliga månader har Styrstrategi 1. Vid kompression av vätgas sker förluster som gör att mängden energi i form av vätgas, som elektrolysören och kompressorn producerar, varierar beroende på lagringstryck. I Tabell 5 redovisas hur mycket energi som elektrolysören och kompressorn producerar från soleten utifrån ekvation (7), timmen med maximal vätgasproduktion enligt ekvation (17), samt hur mycket nyttig el som produceras av bränslecellen med hänsyn till dess verkningsgrad utifrån ekvation (8).

Tabell 5. Redovisar hur mycket el som elektrolysören tillsammans med kompressorn producerar, vilken som är den maximala produktionstimmen av vätgas, samt hur mycket el som produceras från bränslecellen.

	Elektrolysör + kompressor [kWh]	$m_{\text{elektrolysör}}$ [kg/h]	El från bränslecell [kWh]
30 bar	17 000	0,65	8556
200 bar	16 000	0,63	8268
300 bar	16 000	0,62	8123

6.7.1.1 Dimensioner elektrolysör och bränslecell

I Tabell 5 presenteras att den maximala vätgasproduktionen är cirka 0,65 kg vätgas under en timme, vilket beräknades med ekvation (17). Därför lämpar sig NELs elektrolysör som heter C10 väl (Nel, 2019). Den har en maximal produktion på 0,9 kg vätgas per timme, vilket dock blir en aning överdimensionerat. Det är dock bättre att elektrolysören är överdimensionerad än att den är underdimensionerad, vilket den skulle bli med elektrolysören som är storleken mindre.

Angående bränslecellens dimensioner beror den på vårdcentralens maximala effekttopp. Enligt ekvation (19) är den maximala effekttoppen 15,84 kW på årsbasis. Det betyder att $P_{\text{bränslecell}}$, minst måste vara 16 kW. PowerCells (PowerCellution, u.å.) minsta bränslecell har en effekt på 5 kW vilket är för litet, däremot går det att seriekoppla fyra bränsleceller på 5 kW vardera, som tillsammans ger 20 kW. Dock säger Jan på PowerCell (Thorsson, 2021b) att bränslecellerna har bättre verkningsgrad om de inte arbetar på maximal effekt. Han föreslår därför att deras näst största bränslecell på 30 kW möjligtvis skulle vara ett bättre alternativ, även om den är överdimensionerad.

6.7.2 Vårdcentralens elbehov för reservkraft

I Fel! Hittar inte referensskälla.redovisas vårdcentralens genomsnittliga elbehov för att vara självförsörjande enligt MSB:s tre nivåer, vilket motsvarar tre dygn, en vecka respektive tre månader. Dessutom redovisas hur mycket energi som behöver lagras för att täcka dessa självförsörjningsnivåer, med hänsyn till bränslecellens verkningsgrad, vilket beräknades enligt ekvation (20) till ekvation (24).

Tabell 6. Redovisar vårdcentralens elbehov för de olika självförsörjningsnivåerna och vilken vätgaslagringskapacitet det motsvarar.

	3 dygn	1 vecka	3 månader
Elbehov [kWh]	715	1669	19 398
Lagringskapacitet [kWh]	1430	3338	38 796

Utifrån Tabell 6 är det tydligt att det årliga soleslöverskottet inte skulle räcka till för att självförsörja vårdcentralen i tre månader. Det skulle krävas ungefär dubbelt så mycket soleslöverskott för att uppnå det. Däremot skulle det räcka för att självförsörja vårdcentralen i tre respektive sju dygn, och dessutom lagra resterande soleslöverskott för att reducera effektuttaget från elnätet när belastningen och elpriset är högt. Följande dimensioner som presenteras på vätgaslagret, kommer baseras på vårdcentralens genomsnittliga elbehov under tre dygn respektive en vecka, plus det soleslöverskott som saltvattenbatteriet på 25 kWh inte kan ta tillvara på.

6.7.3 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre respektive sju dygn

Det är stora mängder vätgas som ska lagras för de fall då vätgaslagret både ska agera reservkraft för tre respektive sju dygn, samt lagra resterande årliga solelöverskottet. Därför analyseras även hur mycket vätgas som krävs för att vätgaslagret *enbart* ska agera reservkraft genom att laddas upp av solelöverskott. Den minsta lagringskapaciteten som krävs på vätgaslagret för att agera reservkraft i tre dygn är 1430 kWh och 3338 kWh för att agera reservkraft i sju dygn.

Tabell 7. Redovisar hur stort vätgaslager som krävs för att agera reservkraft och självförsörja vårdcentralen i tre dygn.

	30 bar	200 bar	300 bar
<i>Kapacitet reservkraft 3 dygn [kWh]</i>	2000	2000	2000
<i>Antal flaskor [st]</i>	449	67	45
<i>Total antalet liter [L]</i>	22 450	3350	2250

I Tabell 7 redovisas vätgaslagrets kapacitet, antalet flaskor och totala antalet liter som krävs för respektive lagringstryck, när vätgaslagret ska agera reservkraft i tre dygn. För att vätgaslagret ska agera reservkraft i tre dygn krävs en lagringskapacitet på 2000 kWh, som är avrundad uppåt till närmsta tusental. Enligt ekvation (25) motsvarar det cirka 61 kg vätgas, med en volym på 673 m³ vid atmosfärstryck enligt ekvation (26). Enligt ekvation (27) och (28) krävs det 449 flaskor vid ett lagringstryck på 30 bar, 67 flaskor vid 200 bar och 45 flaskor vid 300 bar. Totala antalet liter för att lagra 2000 kWh vid 200 respektive 300 bar befinner sig inom intervallet av den lagringsvolym som anges i MSB:s *Föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler* (MSBFS 2020:1, Tabell 2), där maxvolymen för förvaring av vätgas uppgår till 8000 liter. Därmed finns det riktlinjer om vilka avstånd som gäller mellan vätgaslagret och verksamheten.

Tabell 8. Redovisar hur stort vätgaslager som krävs för att agera reservkraft och självförsörja vårdcentralen i en vecka.

	30 bar	200 bar	300 bar
<i>Kapacitet reservkraft en vecka [kWh]</i>	4000	4000	4000
<i>Antal flaskor [st]</i>	898	135	90
<i>Total antalet liter [L]</i>	44 900	6750	4500

I Tabell 8 redovisas vätgaslagrets kapacitet, antalet flaskor och totala antalet liter som krävs för respektive lagringstryck, när vätgaslagret ska agera reservkraft i sju dygn. För att vätgaslagret ska agera reservkraft i en vecka, krävs en avrundad lagringskapacitet på 4000 kWh. Enligt ekvation (25) motsvarar det cirka 121 kg vätgas, med en volym på 1347 m³ vid atmosfärstryck enligt ekvation (26). Enligt ekvation (27) och (28) krävs det 898 flaskor vid ett lagringstryck på 30 bar, 135 flaskor vid 200 bar och 90 flaskor vid 300 bar. Totala antalet liter för att lagra 4000 kWh vid 200 och 300 bar befinner sig inom intervallet av den lagringsvolym som anges i MSB:s *Föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler* (MSBFS 2020:1, Tabell 2), där maxvolymen för förvaring av vätgas uppgår till 8000 liter. Därmed finns det riktlinjer om vilka avstånd som gäller mellan vätgaslagret och verksamheten.

6.7.4 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i tre dygn och lagra solelöverskott

Kapaciteten för vätgaslagret avrundas uppåt till närmsta hela tiotusental då vätgaslagret hellre får vara större än för litet, eftersom simuleringarna endast utgår från ett specifikt år. I verkligheten kan variationer uppstå från år till år, framförallt gällande solelproduktionen.

Kapaciteten på vätgaslagret skiljer sig inte nämnvärt mellan de olika lagringstrycken. För att agera reservkraft i tre dygn krävs en lagringskapacitet 1430 kWh och solelöverskottet är åtminstone 16 000 kWh oavsett lagringstryck. För att säkerställa att vätgaslagret kan agera reservkraft i tre dygn och ta tillvara på resterande solelöverskott, är det därför rimligt att avrunda uppåt till en kapacitet på 20 000 kWh, oavsett lagringstryck. Då kan vätgaslagret ta tillvara på mer el från solcellerna om det skulle vara fler soltimmar något annat år, eller laddas upp från elnätet om så skulle önskas.

Tabell 9. Redovisar hur stort vätgaslager som krävs för att agera reservkraft i 3 dygn och lagra resterande solelöverskott på ett år.

	30 bar	200 bar	300 bar
<i>Kapacitet [kWh]</i>	20 000	20 000	20 000
<i>Antal flaskor [st]</i>	4489	673	449
<i>Total antalet liter [L]</i>	224 450	33 650	22 450

I Tabell 9 redovisas vätgaslagrets kapacitet, antalet flaskor och totala antalet liter som krävs för respektive lagringstryck, när vätgaslagret ska agera reservkraft för tre dygn samt ta tillvara på solelöverskottet. En lagringskapacitet på 20 000 kWh motsvarar enligt ekvation (25) cirka 606 kg vätgas, med en volym på 6743 m³ vid atmosfärstryck enligt ekvation (26). Enligt ekvation (27) och (28) krävs det 4489 flaskor vid ett lagringstryck på 30 bar, 673 flaskor vid 200 bar och 449 flaskor vid 300 bar. För att

producera 606 kg vätgas kräver elektrolysören 6060 liter vatten enligt ekvation (18). Totala antalet liter för att lagra 20 000 kWh, oavsett lagringstryck, befinner sig långt utanför intervallet av den lagringsvolym som anges i MSB:s *Föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler* (MSBFS 2020:1, Tabell 2), där maxvolymen för förvaring av vätgas uppgår till 8000 liter. Därmed finns det inte lika tydliga föreskrifter om vilka avstånd som gäller mellan vätgaslagret och verksamheten.

6.7.5 Kapacitet vätgaslager – reservkraft i sju dygn och lagra solesöverskott

För att agera reservkraft i en vecka krävs 3338 kWh och solesöverskottet är åtminstone 16 000 kWh oavsett lagringstryck enligt Tabell 5. För att säkerställa att vätgaslagret kan agera reservkraft i en vecka och ta tillvara på resterande solesöverskott, är det därför rimligt att avrunda uppåt till en kapacitet på 22 000 kWh, oavsett lagringstryck. Då kan vätgaslagret ta tillvara på mer el från solcellerna om det skulle vara fler soltimmar något annat år, eller laddas upp från elnätet om det skulle önskas.

Tabell 10. Redovisar hur stort vätgaslager som krävs för att agera reservkraft i sju dygn och lagra resterande solesöverskott på ett år.

	30 bar	200 bar	300 bar
<i>Kapacitet [kWh]</i>	22 000	22 000	22 000
<i>Antal flaskor [st]</i>	4938	741	494
<i>Total antalet liter [L]</i>	246 900	37 050	24 700

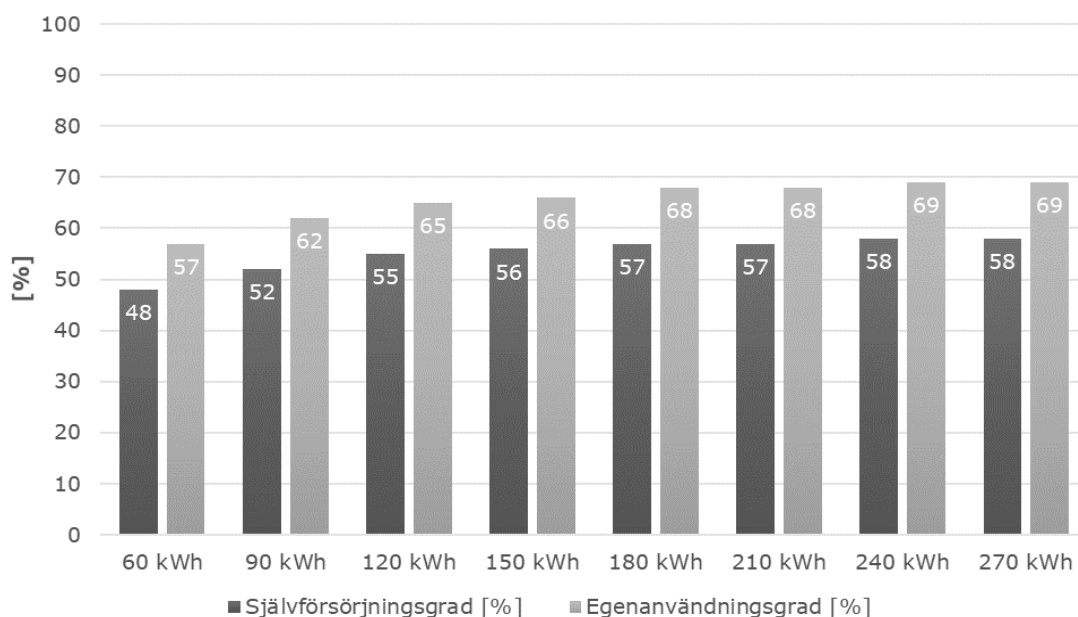
I Tabell 10 redovisas vätgaslagrets kapacitet, antalet flaskor och totala antalet liter förvaring som krävs för respektive lagringstryck, för att vätgaslagret ska agera reservkraft för en vecka samt ta tillvara på solesöverskottet. En lagringskapacitet på kapacitet 22 000 kWh motsvarar enligt ekvation (25) cirka 667 kg vätgas, med en volym på 7407 m³ vid atmosfärstryck enligt ekvation (26). Enligt ekvation (27) och (28) krävs det 4938 flaskor vid ett lagringstryck på 30 bar, 741 flaskor vid 200 bar och 494 flaskor vid 300 bar. För att producera 667 kg vätgas kräver elektrolysören 6670 liter vatten enligt ekvation (18). Totala antalet liter för att lagra 22 000 kWh, oavsett lagringstryck, befinner sig långt utanför intervallet av den lagringsvolym som anges i MSB:s *Föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler* (MSBFS 2020:1, Tabell 2), där maxvolymen för förvaring av vätgas uppgår till 8000 liter. Därmed finns det inte lika tydliga föreskrifter om avstånd mellan vätgaslagringen och verksamheten.

6.7.6 Utvärdering av tillståndsmöjligheter för vätgaslagrena som agerar reservkraft och lagrar soleslöverskott

Det finns vissa lagar och föreskrifter som reglerar hantering av vätgas, då det är en brandfarlig gas. För att installera ett vätgaslager krävs tillstånd, vilket oftast söks hos räddningstjänsten i den kommunen som vätgaslagret ska placeras. Problemet är att erfarenheten kring hantering av vätgas varierar hos räddningstjänsten beroende på vart i Sverige tillstånd söks (Nilsson, 2021d). För att söka tillstånd krävs först en riskanalys som räddningstjänsten sedan kan använda som beslutsunderlag om tillstånd ska ges eller inte. Riskanalysen är till för att identifiera risker, konsekvenser och vilka säkerhetsåtgärder som behöver vidtas för att reducera riskerna. Eftersom det krävs en riskanalys för att söka tillstånd, innebär det att frågan om tillstånd ska ges eller inte är en bedömningsfråga, där olika erfarenheter genererar olika utfall. Vid konsultation med en säkerhetskonsult på AFRY (Brännström, 2021) och chefen för teknik och säkerhet på Energigas Sverige (Bock, 2021), konstaterades att det är högst osannolikt att få tillstånd att placera ett vätgaslager som ska lagra 606 kg eller 667 kg vätgas, på vårdcentralens egen mark. Det är visserligen inte omöjligt, men det ställer extremt höga säkerhetskrav som måste uppfyllas med utrustning som har hög säkerhet, vilket skulle innebära orimligt höga kostnader. Genom att lagra vätgasen vid ett högre tryck ökar riskerna för explosion om vätgasen skulle läcka av någon anledning. Trycket är så pass högt om vätgasen skulle läcka ut att den kan självantända på grund av friktion mot en yta. En annan lösning, såsom att dela upp lagret på olika geografiska platser utan närhet till bebyggelse, diskuterades. Vilket för denna omfattning på projekt, kräver orimligt dyra investeringar och kostnader. På grund av den nästintill obefintliga sannolikheten att få tillstånd för ett vätgaslager som ska agera reservkraft och ta tillvara på allt soleslöverskott på vårdcentralens egen mark, görs inga vidare beräkningar och analyser för dessa två energilagringalternativ.

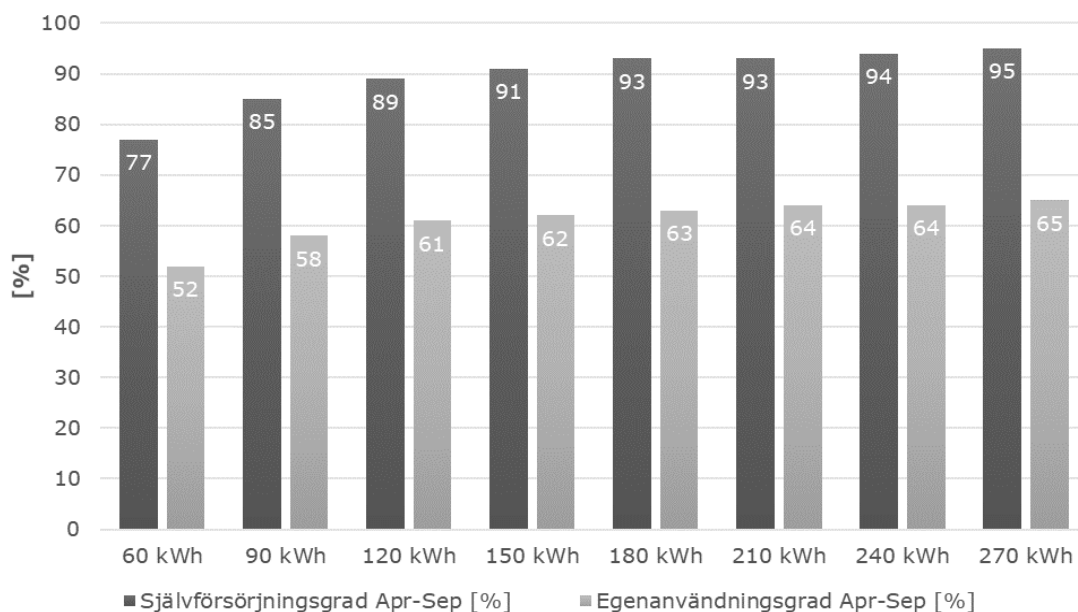
6.8 Saltvattenbatterier med Styrstrategi 3

För Styrstrategi 3 simulerades saltvattenbatterier med kapaciteter från 60 kWh upp till 270 kWh. I Figur 10 redovisas den årliga självförsörjningen och egenanvändningen för respektive batterikapacitet. Det är marginella skillnader mellan de olika kapaciteterna, men det är framförallt för 180 kWh och uppåt som det enbart skiljer en procentenhet mellan batterierna, för båda parametrarna. Den ökande trenden avtar dock i princip från 120 kWh och uppåt.



Figur 10. Visar självförsörjnings- och egenanvändningsgraden på årsbasis för saltvattenbatterier med kapaciteter från 60 kWh upp till 270 kWh.

I Figur 11 redovisas självförsörjningen och egenanvändningen av solceller under sommarhalvåret, mellan april till september. Vid en jämförelse av självförsörjnings- och egenanvändningsgraden under sommarhalvåret och hela året, skiljer det mer enligt Figur 10 och Figur 11. Även för sommarhalvåret är det marginell skillnad på båda parametrarna från 120 kWh. Däremot är självförsörjningsgraden betydligt högre under sommarhalvåret jämfört med hela året. Det går nästan att uppnå 100 % självförsörjning under sommarhalvåret med det största batteriet på 270 kWh, det skiljer enbart 5 %.



Figur 11. Visar hur hög självförsörjande- och egenanvändningsgrad de större saltvattenbatterierna lyckas uppnå under sommarhalvåret från april till september.

Vad som kan sägas om Styrstrategi 3 är att den inte är optimal. Att dimensionera ett batteri utifrån soletöverskott gör att batteriet lämpar sig väl på sommaren, men att dess kapacitet knappt utnyttjas överhuvudtaget på vintern eftersom det är färre soltimmar då.

6.9 Sammanställande av alternativa energilagringslösningar

Utifrån vad som har presenterats hittills i resultatdelen, är det många alternativa lösningar på ett energilager som har lagts fram. Det mynnar dock ut i fem alternativa lösningar som är realiserbara och rimliga att möjligtvis implementera på vårdcentralen:

- **Alternativ 1.** Ett saltvattenbatteri på 25 kWh med uppgiften att kapa månadens högsta effekttopp, enligt Styrstrategi 1, kombinerat med ett vätgaslager som ska agera reservkraft i *tre* dygn, vid ett lagringstryck på 200 bar. Denna lösning har en livslängd på 37 år vilket är baserat på saltvattenbatteriets beräknade livslängd.
- **Alternativ 2.** Ett saltvattenbatteri på 25 kWh med uppgiften att kapa månadens högsta effekttopp, enligt Styrstrategi 1, kombinerat med ett vätgaslager som ska agera reservkraft i *sju* dygn, vid ett lagringstryck på 200 bar. Denna lösning har en livslängd på 37 år vilket är baserat på saltvattenbatteriets beräknade livslängd.
- **Alternativ 3.** Ett saltvattenbatteri på 60 kWh som laddas upp av soletöverskott, enligt Styrstrategi 3, för att öka självförsörjningen. Denna lösning har en beräknad livslängd på 60 år.
- **Alternativ 4.** Ett saltvattenbatteri på 90 kWh som laddas upp av soletöverskott, enligt Styrstrategi 3, för att öka självförsörjningen. Denna lösning har en

beräknad livslängd på 45 år.

- **Alternativ 5.** Ett saltvattenbatteri på 120 kWh som laddas upp av solesöverskott, enligt Styrstrategi 3, för att öka självförsörjningen. Denna lösning har en beräknad livslängd på 40 år.

6.10 Utrymme för saltvattenbatterier och vätgaslagringssystem

I **Fel! Hittar inte referensskälla.** presenteras arean och maximal höjd för varje saltvattenbatteri i de fem energilagringssystemen. Ju större kapacitet på batteriet, desto mer utrymme krävs. På vårdcentralen finns det tre tillgängliga utrymmen; fläktrummet, förrådet och eldriftsrummet. Förrådet är helt tomt och har en tillgänglig yta på cirka $11,9 \text{ m}^2$. Samtliga saltvattenbatterier som presenteras i **Fel! Hittar inte referensskälla.** får plats i förrådet och därmed anges inte exakt mått för resterande tillgängliga utrymmen i eldriftsrummet eller fläktrummet. Det beror framförallt på att det bland annat finns mycket VVS-utrustning i fläktrummet som gör det svårt att mäta ut exakta mått på tillgänglig yta, men i Appendix A har ett potentiellt område för placering av batterierna ringats in i rött. En avgränsning som gjorts här är att arean för respektive batterikapacitet, i Tabell 11, inte tar hänsyn till någon specifik konfiguration av modulerna i batterilagret.

Tabell 11. Anger måtten på saltvattenbatterierna för de olika kapaciteterna (BlueSky Energy, 2021a; BlueSky Energy, 2021b).

	25 kWh	60 kWh	90 kWh	120 kWh
Area [m^2]	2,8	4,7	6,5	8,3
Max höjd [m]	1,9	1,5	2,2	2,2

Vad gäller vätgaslagren är det svårt att säga exakt hur mycket utrymme dessa kräver. Det beror på om vätgaslagret kommer att stå utomhus eller inomhus, eller om komponenterna fördelas både ute- och inomhus. Det går att placera elektrolysör, kompressor och bränslecell inomhus om så önskas, men själva tryckkärlen förvaras nästan alltid i en separat byggnad där varken djur eller människor vistas (Nilsson, 2021b). I ett tidigare vätgaslagringsprojekt, lett av AFRY i Norge, placerades allting i en container på 40-fot. I denna studie antas samma för vätgaslagren, vilket är en förenkling då det är svårt att på förhand, utan en riskanalys, förutse hur och var alla komponenter möjligtvis kan placeras. I containern på 40-fot inkluderas plats för tryckkärl, elektrolysör, bränslecell, kompressor och ventilation. I det tidigare vätgaslagringsprojektet, lett av AFRY i Norge, skulle 100 kg vätgas lagras vid ett tryck på 200 bar. I denna studie är det antingen 61 kg eller 121 kg vätgas som ska lagras, vilket betyder att containern med största sannolikhet skulle räcka till för att lagra 61 kg, men det går inte helt säkert att säga att 121 kg vätgas skulle få plats i containern.

6.11 Ekonomiska beräkningar

I Avsnitt 6.11.1 presenteras LCC-kalkylerna för de fem olika energilagringssystemalternativen som presenteras i resultaten. Dessutom redovisas återbetalningstiden för var och en av dessa alternativ i Avsnitt 6.11.2.

6.11.1 LCC-analys

LCC-analysen gjordes på de fem alternativa energilagringssystemlösningar som presenteras i resultaten. De olika alternativen har olika lång livslängd och det är därför inte rättvist att alla alternativ beräknas med samma kalkylperiod, för att jämföras mot varandra. Istället jämförs samtliga alternativ med ett referensfall, vilket är vårdcentralens energianvändning idag utan något energilager. Varje alternativ jämförs mot referensfallet med en kalkylperiod som motsvarar energilagrets beräknade livslängd. På så vis avgörs om var och ett av alternativen är lönsamma att investera i eller inte, gentemot dagens läge med ett solcellssystem utan ett energilager.

I Tabell 12 presenteras LCC-kalkylen, som beräknas enligt ekvationerna (29) till (31). Kostnaderna i **Fel! Hittar inte referensälla.** är exklusive moms och är avrundade uppåt till närmsta tusental, detaljerade kostnader redovisas i Appendix B. Alternativ 1 och 2 har samma referensfall, eftersom båda alternativen har ett saltvattenbatteri på 25 kWh som har en beräknad livslängd på 37 år. Utifrån LCC-analysen i Tabell 12, syns det tydligt att inget av alternativen är lönsamma att investera i, jämfört med att inte implementera ett energilager. En jämförelse av alternativ 1 och 2 visar att alternativ 1 är något mindre olönsam än alternativ 2. Att alternativ 1 har en lägre LCC än alternativ 2, beror på att vätgaslagret är större i alternativ 2 och därmed krävs fler flaskor för vätgaslagringen. En jämförelse av alla alternativen visar på att alternativ 1 och 2 är mest olönsamma, som ungefär är 30 gånger dyrare att investera i jämfört med referensfallet. Alternativ 3, 4 och 5 är inte heller lönsamma jämfört med referensfallet, dock har de cirka 10 gånger lägre LCC jämfört med alternativ 1 och 2. Även om inget av alternativen är lönsamt att investera i, är alternativ 3 den minst olönsamma investeringen utifrån LCC-analysen. Det betyder att det är mest olönsamt att investera i ett hybrid energilagringssystem, men att det är mindre olönsamt att investera i ett saltvattenbatteri på 60 kWh. Även återbetalningstiden spelar roll vid bedömning av huruvida de olika alternativen är lönsamma att investera i eller inte.

Tabell 12. Presenterar livscykelkostnaden (LCC) för varje alternativ och hur mycket dyrare investeringen för respektive alternativ är, i jämförelse med referensfallet.

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4	Alternativ 5
<i>Ekonomisk livslängd, n [år]</i>	37	37	60	45	40
<i>C(Investering)</i>	12 048 000	12 348 000	534 000	802 000	987 000
<i>C(Underhåll)</i>	201 000	201 000	0	0	0
<i>C(Energi)</i>	352 000	356 000	350 000	349 000	346 000
<i>LCC_{tot}</i>	12 600 000	12 904 000	884 000	1 151 000	1 332 00
<i>LCC_{tot}/LCC_{ref}</i>	29,7	30,5	1,8	2,6	3,0

6.11.2 Återbetalningstid

I Tabell 13 redovisas grundinvesteringen, den genomsnittliga årliga besparingen vilken beräknades med ekvation (32), och återbetalningstiden som beräknades med ekvation (33), för de fem olika energilagringalternativen. Region Uppsalas krav på återbetalningstid är maximalt 12 år, vilket inget av dessa alternativ uppfyller enligt Tabell 13. Precis som resultatet utifrån LCC-analysen visar att alternativ 1 och 2 är mest olönsamma, är det även alternativ 1 och 2 som har längst återbetalningstid av alla alternativen. Det beror framförallt på att grundinvesteringen i dessa alternativ, som innehåller vätgaslagring och ett batteri, är så pass mycket högre än investeringen i ett större saltvattenbatteri som alternativ 3,4 och 5. Alternativ 3 har den kortaste återbetalningstiden på 44 år, vilket dessutom är kortare än dess beräknade livslängd på 60 år. Det betyder att saltvattenbatteriet på 60 kWh skulle återbetala sig inom dess livslängd och är utifrån detta perspektiv lönsamt.

Tabell 13. Presenterar återbetalningstiden för de fem olika energilagringalternativen.

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4	Alternativ 5
<i>Grundinvestering (G) [kr]</i>	-12 047 227	-12 347 787	-533 273	-802 019	-986 362
<i>Genomsnittlig årlig besparing (a) [kr/år]</i>	4979	4723	3067	2958	3063
<i>Återbetalningstid (T) [år]</i>	91	93	44	52	55

7. Diskussion

I detta avsnitt diskuteras resultaten, både i relation till tidigare studier men även de felkällor som kan ha påverkat resultaten. I Avsnitt 7.1 utvärderas Styrstrategi 1 och 2. Därefter jämförs Styrstrategi 3 med tidigare studier i Avsnitt 7.2. I Avsnitt 7.3 diskuteras vätgaslagringen och dess framtidsutsikter. I Avsnitt 7.4 diskuteras slutligen lönsamheten för de olika energilagringalternativen som lagts fram och vilka felkällor som kan påverka resultaten.

7.1 Utvärdering av Styrstrategi 1 och 2

Resultaten visar att ett saltvattenbatteri på 17,5 kWh lyckas hålla de teoretiska tröskelvärdena bäst med Styrstrategi 1, men att batteriet på 25 kWh reducerar månadernas högsta effekttoppar mest. Oavsett storlek på batteri är det väldigt liten effekt som kan reduceras varje månad och därmed är Styrstrategi 1 nödvändigtvis inte optimal för vårdcentralen. En viktig aspekt att ha i åtanke dock, är att studien enbart bygger på data från ett års elanvändning som är på timbasis. För att verkligen studera effekttopparna, skulle det vara fördelaktigt att analysera elanvändningen med högre upplösning. Dock fanns inte högre upplösning att tillgå, vilket därmed begränsar analysen av effekttopparna i denna studie och avgränsningen gjordes att inte kartlägga dessa. Resultatet visar dock på att det är fördelaktigt att justera tröskelvärdena månadsvis och inte sätta samma över hela året, i enlighet med resultaten från pilotprojektet i Askersund (Energimyndigheten, 2018a). Det är därför mindre lönsamt att sätta ett och samma tröskelvärde för alla månader, då det innebär att månaden med högst tröskelvärde blir styrande. Enligt **Fel! Hittar inte referenskälla.** visar det sig att Styrstrategi 2 inte alls är optimal jämfört med Styrstrategi 1. Att ladda ur med full effekt när ett elbehov uppstår, är inte optimalt för att reducera effekttoppar, även om det utnyttjar batteriets kapacitet bättre.

7.1.1 Problematiken med att hålla begynnelsevillkoren på tröskelvärdena

Alla de mindre saltvattenbatterierna som simulerades, för Styrstrategi 1 och 2, har det gemensamma problemet att lyckas hålla begynnelsevillkoren på tröskelvärdena under vinterhalvåret. Det beror på att elanvändningen generellt är högre och att effekttopparna är mer frekventa. Det gör att det inte finns möjlighet för batteriet att ladda upp till den kapacitet som krävs, för att i sin tur reducera effekttopparna. Även om avgränsningen gjordes att inte kartlägga verksamhetens energianvändning, hade det såhär i efterhand varit önskvärt. För att identifiera vad eller vilka processer eller beteenden, som är mest energikrävande och under vilka tider på dygnet. Precis som nämndes tidigare, är det viktigt att ha i åtanke att denna studie enbart utgår från ett års data på elanvändning och därmed är det inte rättvist att dra allt för stora slutsatser. Även om energianvändningen inte kartlades analyserades, om elanvändningsdatan som fanns att tillgå, är beroende av utetemperaturen för att möjligtvis se om vårdcentralens bergvärmepump går på högre effekt när det råder kallare utetemperatur. Dock saknades cirka 86 mätpunkter för

utetemperaturen vilket gjorde att elanvändningen försköts och därmed matchar inte mätpunkterna korrekt med elanvändningen i **Fel! Hittar inte referenskälla.**, men eftersom datan är på timbasis ger det i alla fall en översiktlig bild över utetemperaturberoende på månadsbasis. Analysen gjordes eftersom bergvärmepumpen drivs av el, vars elbehov från elnätet ingår i det totala elbehovet som faktureras varje månad, och därmed går det inte att veta hur stor del av det totala elbehovet som går till värmepumpen. Det påvisas att den höga elanvändningen under just dessa månader kan bero på en kallare utetemperatur. En åtgärd för att minska elanvändningen kan vara att implementera värmepumpstyrning (NGENIC, u.å). Det innebär att det sitter en givare i byggnaden som läser av innetemperaturen och hur mycket solljus som kommer in i byggnaden. Samtidigt finns det en styrdosa som läser av utetemperaturen. Data från givaren och styrdosan skickas till en gateway som i sin tur skickar vidare informationen till molnet. I molnet körs algoritmer som tar hänsyn till historisk data och önskad innetemperatur. Det resulterar i ett värde som skickas tillbaka, via gatewayen, till styrdosan som ser till att värmepumpen arbetar för att uppnå maximal komfort till minimal kostnad och därmed minskar effekttuttaget. Därför kan detta vara en alternativ lösning att reducera effekttopparna istället för att installera ett mindre saltvattenbatteri på 25 kWh. Därför kan det vara bättre med ett större saltvattenbatteri som tar tillvara på mer solelöverskott och ökar vårdcentralens självförsörjning och egenanvändning av solel.

7.2 Jämförelse av Styrstrategi 3 med tidigare studier

Även för Styrstrategi 3 simulerades saltvattenbatterier. Valet av saltvattenbatteri går i linje med resultatet från ett tidigare kandidatarbete (Al Obeid et al, 2020), som också hade till uppgift att ta fram ett förslag på ett energilager till Almunges vårdcentral, med hänsyn till hållbarhet, säkerhet och lönsamhet. De lade störst tyngd på säkerhetsaspekten, med samma resonemang som i denna studie, att energilagret ska placeras i vårdcentralen som är en samhällsviktig funktion. Det skiljer dock en aning vad gäller rekommenderad kapacitet på batteriet. I den tidigare studien (Al Obeid et al., 2020) simulerades batterierna enligt vad som motsvarar Styrstrategi 3 i denna studie. Enligt deras (Al Obeid et al., 2020) resultat föreslås ett saltvattenbatteri på 120 kWh. De simulerade olika kapaciteter på saltvattenbatterierna för att jämföra och se vilket batteri som kan ta tillvara på mest solelöverskott. Från en kapacitet på 120 kWh och uppåt, såg de en avtagande trend gällande hur mycket solelöverskott som batterierna lyckas ta tillvara på. Ett batteri med större kapacitet tar tillvara på mer eller mindre samma solelöverskott som ett batteri på 120 kWh. I denna studie uppnås samma resultat, när egenanvändning- och självförsörjningsgraden analyserades för de olika batterikapaciteterna. Det som gör att denna studie resulterar i ett mindre batteri än den tidigare studien, är att en LCC-analys gjordes och att återbetalningstiden beräknades för kapaciteterna 60 kWh, 90 kWh och 120 kWh för att jämföra dem utifrån lönsamhet. Den ekonomiska analysen resulterar i att ingen av alternativen är lönsamma, men att saltvattenbatteriet på 60 kWh är minst olönsamt och har en återbetalningstid som är kortare än dess beräknade livslängd. Hade inte denna studie tittat på den ekonomiska

aspekten, hade ett saltvattenbatteri på 120 kWh också föreslagits utifrån liknande resonemang som den tidigare studien (Al Obeid et al., 2020).

Ett annat tidigare kandidatarbete (Eklind et al., 2020) hade samma syfte. Deras (Eklind et al., 2020) studie resulterade i ett litiumjärnfosfatbatteri, då de anser att det är lika säkert som ett saltvattenbatteri, men att det innebär en högre lönsamhet. De (Eklind et al., 2020) föreslår ett litiumjärnfosfatbatteri med kapaciteten 95 kWh som ska användas för dygnslagring av solexöverskott. Dessa batterier är visserligen säkra så länge de arbetar under optimala förhållanden, vilket görs tack vare ett övervakningssystem. Däremot, precis som de (Eklind et al., 2020) själva nämner i studien, kan litiumjonbatterier avge giftiga gaser om de av någon anledning skulle börja brinna och elektrolyten läcker ut. I denna studie anses inte ett litiumjärnfosfatbatteri vara lika säkert som ett saltvattenbatteri, eftersom saltvattenbatterier inte ens kan börja brinna eller explodera, och de innehåller inte heller några farliga ämnen som kan läcka ut. Detta tyder på att synen på och definitionen av säkerhetsaspekten varierar, och att enligt deras studie (Eklind et al., 2020) överväger den ekonomiska aspekten som resulterar i ett litiumjärnfosfatbatteri. I denna studie tas inte hänsyn till den ekonomiska aspekten vid valet av batteriteknik, utan detta tas hänsyn till i slutskedet vid jämförelsen av de olika energilagringssalternativen som läggs fram.

Resultaten från Styrstrategi 3, tyder på att det är svårt att dimensionera ett batteri som ska ta tillvara på solexöverskott och samtidigt lämna sig väl året runt. Speciellt i ett land som Sverige med stora vädervariationer över året. Det vore optimalt att ha ett batteri dimensionerat utefter sommarhalvåret och ett batteri dimensionerat för vinterhalvåret. Dock är det med högsta sannolikhet långt ifrån lönsamt att göra på det sättet i dagsläget. Det är både en fråga om platsutrymme och investeringskostnader, där investeringskostnaderna troligtvis främst begränsar denna möjlighet idag.

Batteriernas kapacitet, oavsett storlek, utnyttjas dåligt på vintern på grund av färre soltimmar. Däremot ökar ett större saltvattenbatteri vårdcentralens självförsörjningsgrad. Utan ett batterilager är vårdcentralens årliga självförsörjningsgrad 35 %, medan implementering av ett saltvattenbatteri på 60 kWh ger en årlig självförsörjning på 48 % och 77 % under sommarhalvåret från april till september. Det resulterar i en årlig ökning med 13 procentenheter. Batteriet på 120 kWh lyckas uppnå en årlig självförsörjning på 65 % och 89 % under sommarhalvåret. Det är en årlig ökning med 30 procentenheter jämfört med utan ett energilager. Om allt solexöverskott kan tas tillvara på i byggnaden, kan vårdcentralen teoretiskt sett uppnå en årlig självförsörjning på 84 %. Ingen av batterikapaciteterna lyckas dock uppnå så pass hög självförsörjningsgrad årligen, det krävs därför någon typ av säsongslagring för att åstadkomma denna nivå på självförsörjning. Det krävs dock att minimala försluter sker i säsongslagringen för att ta tillvara på allt solexöverskott. Detta utvärderades i form av ett vätagaslager.

7.3 Vätgaslagring

Resultaten visar på att det krävs ett stort vätgaslager för att det ska agera reservkraft i tre dygn eller en vecka, och dessutom ta tillvara på soletöverskottet. Dessutom sker relativt stora förluster av energin, både i elektrolysör, kompressor och bränslecell, vilket gör att det inte går att uppnå en självförsörjning på 84 % med all solet. Viktigt att ha med i åtanke är att denna studie enbart tittar på den nyttiga elen som vätgaslagret ger och inte tar hänsyn till den värme som kan återanvändas i byggnaden. Genom att ta hänsyn till återanvändning av värmen, blir den totala systemverkningsgraden högre. Nilsson (2021) nämnde även att det går att återanvända vattnet som bildas av bränslecellen tillbaka i elektrolysören, för att bilda vätgas på nytt, vilket ger ett eget litet kretslopp och bidrar till bättre hushållning av vatten.

Dimensionerna på vätslagrena som ska agera reservkraft och lagra allt soletöverskott, är så pass stora att det är högst osannolikt att få tillstånd för att placera sådana vätgaslager på vårdcentralens egen mark, oavsett lagringstryck. Även om investeringskostnaderna är viktiga, visar resultaten på att säkerhet är en minst lika viktig faktor, om inte ännu mer avgörande. Ett problem med vätgasen är dess låga energiinnehåll per volymenhet, vilket gör detta till ett skrymmande energilagringssalternativ. För att reducera problemet med utrymme, är det önskvärt att komprimera gasen. Det bidrar dock i sin tur till större explosionsrisk då vätgasen kan självantända på grund av friktion som kan uppstå, på grund av vätgasens höga hastighet om den skulle läcka ut. Detta leder till en ond cirkel där vissa lösningar föder nya problem. Det gör därför denna energilagringssmetod problematisk då den både är skrymmande och riskfylld.

7.3.1 Framtidsutsikter för vätgaslagring

EU (Vätgas Sverige, 2020) har nu inlett en stor vätgassatsning inom flera sektorer såsom transporter och energilagring. Målet med satsningen är att skala upp vätgastekniken och på så vis få ned kostnaderna för att få flera att investera i denna teknik. Det är en miljövänlig teknik vid drift som inte ger upphov till några miljöfarliga utsläpp, så länge vätgasen framställs via elektrolys. Utifrån resultaten av denna studie tros föreskrifter och lagar bli den allra största utmaningen för att få igenom denna vätgassatsning. I en av EU-kommissionens rapporter (European Commission, 2020a) tas det upp att ett gemensamt politiskt ramverk måste tas fram för samtliga medlemsländer, för att åstadkomma denna satsning. Rapporten (European Commission, 2020a) lägger dock ingen tyngd angående den regulatoriska aspekten och vilka risker hanteringen av vätgas innebär i praktiken, vilket kan ifrågasättas. Detta är speciellt problematiskt i urbana områden som är tätbefolkade.

Eftersom vätgas är klassad som en brandfarlig gas, är frågan vilka signaler som skickas till samhället genom att använda vätgaslager som reservkraft vid en vårdcentral eller andra sjukvårdbyggnader. Även om vätgaslager är en miljövänlig säsongslagringssmetod som kan säkra behovet av reservkraft och därmed öka den nationella resiliensen om en

kris uppstår, kan man ifrågasätta det. För de kan möjligtvis skicka signaler internationellt som tyder på sårbarhet och därmed sänker resiliensen ut ett internationellt perspektiv. Vad som menar med det är att om det exempelvis det blir krig i Sverige, och alla sjukvårdsbyggnader är försedda med vätgaslager som reservkraft, kan vi som land bli mer sårbara på grund av att fienden vet att vätgas är explosivt och därmed blir sjukvården ett lätt mål för att åstadkomma största möjliga skada. När sjukvården i en sådan situation dessutom är som mest nödvändig. Därför kan man ifrågasätta om MSB har tänkt på riskerna ur detta perspektiv när de föreslår i sin rapport att vätgaslager kan vara en alternativ energilagringsslagmetod för reservkraft.

7.4 Lönsamhet

Ingen av de fem alternativa energilagringsslagningarna som läggs fram för Almunges vårdcentral, är lönsamma enligt LCC-analysen. Region Uppsalas krav på återbetalningstid är 12 år, vilket inget av dessa alternativ uppfyller. Det är framförallt investeringskostnaden som gör att LCC:n skenar iväg så pass mycket för samtliga alternativ, men framförallt för alternativ 1 och 2 som innehåller vätgaslagring. Det är många komponenter som ingår i ett vätgaslagringssystem, många av komponenterna är dyra och kräver ett visst underhåll vars underhållskostnader är svåra att uppskatta och därmed ges en grov uppskattning, se Appendix C. En annan felkälla är att alla kringkostnaderna också är uppskattade. Nilsson (2021c) gav en uppskattning på att kringkostnaderna ligger runt 30 % av resterande kostnader. Det är en stor osäkerhet som kan variera, både beroende på leverantörer och materialkostnader. Varken kostnaderna för projektering eller att söka tillstånd ingår i LCC-analysen för alternativ 1 och 2. Den ekonomiska livslängden som används vid LCC-analysen för alternativ 1 och 2, bygger på den beräknade livslängden för batteriet på 25 kWh. Det är en begränsning då hybridlagret egentligen består av flera komponenter vilka har olika lång livslängd. För att ge en bättre LCC-analys, skulle det vara bättre att beräkna en viktad ekonomisk livslängd som tar hänsyn till samtliga ingående komponenters livslängd. För alternativ 3,4 och 5 som består av större saltvattenbatteri, är den ekonomiska livslängden satt till den beräknade livslängden. Den beräknade livslängden kan man också vara kritiskt till, eftersom den bygger på antalet cykler batteriet genomgår under ett år utifrån simuleringarna. Eftersom denna studie utgår enbart från ett års elanvändning och en simulerad solelproduktion, går det inte helt säkert att fastställa den beräknade livslängden. Både elanvändningen och produktionen av solel kan variera från år till år som gör att batteriet genomgår olika antal cykler varje år.

8. Slutsatser

Studien resulterade i valet att saltvattenbatterier skulle lämpa sig väl för Almunges vårdcentral med avseende på elanvändningsprofilen, samt batteriet säkerhet och hållbarhet. Eftersom batteriet ska placeras i vårdcentralen är säkerheten viktig och saltvattenbatterierna kan varken brinna eller explodera och de innehåller inga giftiga

ämnen som kan läcka ut. Dessutom är de helt underhållsfria. För det hybrida energilagringssystemet är det lämpligt med ett saltvattenbatteri på 25 kWh som set till att reducera månadens högsta effekttopp, samt bidra till en sömlös tillsammans med vätgaslagret som ska agera reservkraft i tre eller sju dygn. För att vätgaslagret ska agera reservkraft i te dygn krävs en lagringskapacitet på 2000 kWh och 4000 kWh om vätgaslagret ska agera reservkraft i sju dygn. Ett större vätgaslager som ska agera reservkraft, antingen tre eller sju dygn, och dessutom ta tillvara på resterande soletöverskott under ett år, skulle kräva en lagringskapacitet på 20 000 kWh respektive 22 000 kWh. Dock visar resultaten på att det är högst osannolikt att få tillstånd för så pass stora vätgaslager på cirka 600 – 700 kg vätgas. Därför gjordes ingen ekonomisk analys på dessa två större vätgaslager. Istället simulerades större saltvattenbatterier som ska ta tillvara på mer solet och öka vårdcentralens självförsörjning, vilket resulterade i att batterier på 60 kWh, 90kWh och 120 kWh ingick i en ekonomisk jämförelseanalys med de hybrida energilagringssystemen som ska reducera månadens högsta effekttopp samt agera reservkraft. Utan hänsyn till den ekonomiska analysen skulle ett saltvattenbatteri på 120 kWh rekommenderas för att öka vårdcentralens självförsörjning. Utifrån den ekonomiska analysen där de fem olika energilagringssystemen jämfördes, visar det sig att det är minst olönsamt att investera i ett saltvattenbatteri på 60 kWh, även om inget alternativ egentligen är lönsamt. Vid jämförelse av återbetalningstiden för samtliga fem alternativ, har saltvattenbatteriet på 60 kWh kortast livslängd som dessutom är kortare än dess beräknade livslängd. Inget av de andra alternativen har en återbetalningstid som är kortare än deras beräknade livslängd. Därför är det mer lönsamt att investera i ett saltvattenbatteri på 60 kWh jämfört med både större saltvattenbatterier och de hybrida energilagringssystemen.

För framtida studier vore det intressant att studera hur MSB har tänkt att deras rekommenderade nivåer på självförsörjning ska uppnås, om inte tillstånd kan ges för så pass stora vätgaslager enligt de lagar och föreskrifter som råder. Finns det några andra miljövänliga lagringssystem för säsongslagring som dessutom är säkrare, ur ett resiliensperspektiv?

Referenser

Agbossou, K., Kolhe, M., Hamelin, J. & Bose, T.K. 2004, "*Performance of a stand-alone renewable energy system based on energy storage as hydrogen*", IEEE transactions on energy conversion, vol. 19, no. 3, pp. 633-640.

Ahmadi, P. & Torabi, F. 2019, *Simulation of Battery Systems: Fundamentals and Applications*, Academic Press [Imprint], Oxford

Al Obeid, K., Bengtsson, J., George, L., Gustafsson, M., Levison, J., Benjamin, M., Wennström, S. 2020. *Almunge vårdcentral visar vägen med energilagring*. (Hämtad 2021-02-01)

Amber Kinetics, u.å. *The next frontier in energy storage*.
<https://amberkinetics.com/product/>
(Hämtad 2021-05-15)

Amirante, R., Cassone, E., Distaso, E. & Tamburrano, P. 2017, "Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies", Energy conversion and management, vol. 132, pp. 372-387

Benavente-Araoz, F., Lundblad, A., Campana, P.E., Zhang, Y., Cabrera, S., Lindbergh, G. 2017. *Loss-of-load probability analysis for optimization of small off-grid PVbattery systems in Bolivia*. Energy Procedia 142: 3715-3720.

BlueSky Energy, u.å.a. *Greenrock – Key facts*.
<https://www.bluesky-energy.eu/en/greenrock-home-2/>
(Hämtad 2021-05-17)

BlueSky Energy, u.å.b *Greenrock Business – the saltwater battery*.
<https://www.bluesky-energy.eu/en/greenrock-business-3/>
(Hämtad 2021-05-15)

BlueSky Energy, u.å.c. *Greenrock Home – the saltwater battery*.
<https://www.bluesky-energy.eu/en/greenrock-home-2/>
(Hämtad 2021-05-15)

BlueSky Energy, u.å.d. *Greenrock Saltwater Battery*.
https://www.bluesky-energy.eu/en/saltwater_battery/
(Hämtad 2021-06-17)

BlueSky Energy, 2021a. *Pricelist Greenrock Home*.
(Hämtad 2021-06-06)

BlueSky Energy, 2021b. *Pricelist Greenrock Business*.
(Hämtad 2021-06-06)

Brännström, Per. Risk konsult på AFRY. 2021. Intervju 23 april.

Bock, Ben. Chef för säkerhet och teknik på Energigas Sverige. 2021. Intervju 23 april.

Björnrér, M. 2018. *Ny rapport: Så styrs energilager smartare*. Vattenfall.

<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2018/ny-rapport-sa-styrs-energilager-smartare>

(Hämtad 2021-05-27)

Chi, J. & Yu, H. 2018, "Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production", Chinese journal of catalysis, vol. 39, no. 3, pp. 390-394.

Dagdougui, H., Sacile, R., Bersani, C. & Ouammi, A. 2018, *Hydrogen infrastructure for energy applications: production, storage, distribution and safety*, Academic Press, an imprint of Elsevier, London; Cambridge MA; San Diego, CA; Kidlington, Oxford.

Energysage, 2020. *How to choose the best battery for a solar energy system*.

<https://www.energysage.com/solar/solar-energy-storage/what-are-the-best-batteries-for-solar-panels/>

(Hämtad 2021-02-05)

European Commission, 2020a. *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*.

European Commission, 2020b. *Study on the EU's list of Critical Raw Materials - Factsheets on Critical Raw Materials*.

Europeiska kommissionen, 2020. *Rapport från kommissionen till europaparlamentet och rådet om framstegen avseende konkurrenskraft inom ren energi*

<https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2020/SV/COM-2020-953-F1-SV-MAIN-PART-1.PDF>

(Hämtad 2021-02-04)

Elsäkerhetsverket. 2016. *Informationsbehov och elsäkerhetskrav rörande små- och storskalig energilagring av el*.

<https://www.elsakerhetsverket.se/globalassets/publikationer/rapporter/elsak-rapport-informationsbehov-och-elsakerhetskrav-vid-energilagring-av-el.pdf>

(Hämtad 2021-02-04)

Elsäkerhetsverket, 2019. *Säkerhetsrisker med batterilager*.

<https://www.elsakerhetsverket.se/privatpersoner/din-elanlaggning/bygga-och-renovera/installation-av-batterilager/sakerhetsrisker-med-batterilager/>

(Hämtad 2021-04-31)

Energimyndigheten, 2018a. *Batterilager för offentliga och kommersiella lokaler*.

<https://group.vattenfall.com/se/siteassets/documents/batterilager-for-offentliga-och-kommersiella-lokaler-slutrapport-20181031.pdf>

(Hämtad 2021-05-27)

- Energimyndigheten, 2018b. *Systemperspektiv i världen*.
<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/systemperspektiv-i-varlden/>
 (Hämtad 2021-05-27)
- Energimyndigheten, 2020a. *Koppla batterier till solcellerna*.
<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/batterier-kopplat-till-solceller/>
 (Hämtad 2021-05-27)
- Energimyndigheten, 2020b. *Solceller*.
<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solenergi/solceller/>
 (Hämtad 2021-05-27)
- Eklind, J., Elvelo, E., Lindström, E., Mustafa, S., Sturk, S. 2020. *Energilagring för solenergi – utvärdering av möjliga metoder för energilagring vid Almunge vårdcentral*.
 (Hämtad 2021-02-01)
- Ferroamp, 2019. *Ferroamp Power Station*. <https://www.solshoppen.se/products/copy-of-lg-chem-batteri-for-solaredge-fronius-hv?variant=32118945120333>
 (Hämtad 2021-05-25)
- Girschik, J., Kopietz, L., Joemann, M., Grevé, A. & Doetsch, C. 2021. ”Redox Flow Batteries: Stationary Energy Storage with Potential”, *Chemie ingenieur Technik*, vol. 93, no. 4, ss. 523-533.
- Halvorsen, Björn. Teknisk specialist på Nel. 2021. E-mail 15 mars.
- Hedborg, T. 2011. *Investeringskalkyl*.
https://www.kth.se/social/upload/3369/110426_InvesteringskalkylF.pdf
 (Hämtad 2021-06-21)
- Jernkontorets energihandbok, u.å.b. *Livscykelkostnad -LCC*.
<https://www.energihandbok.se/formler-och-berakningar/livscykelkostnad>
 (Hämtad 2021-02-04)
- Jernkontorets energihandbok, u.å.a *Lagring av elektrisk energi*
<https://www.energihandbok.se/lagring-av-elektrisk-energi>
 (Hämtad 2021-02-08)
- Karlsson, A. 2020. *Arbete med eleffekt i Uppsala län*. Länsstyrelsen i Uppsala.
<https://www.lansstyrelsen.se/download/18.96803451715da0cdf89151/1587392006593/Uppsalaeffekten%20februari%202020.pdf>
 (Hämtad 2020-02-04)

Linde Gas, u.å. *Hydrogen flaska*. <https://www.linde-gas.se/shop/sv/se-ig/industrigaser-industrialgas/br%C3%A4nngaser-ig-fuel-gas/hydrogen-flaska>
(Hämtad 2021-06-06)

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D. & Palm, J. 2015, "*Photovoltaic self-consumption in buildings: A review*", *Applied energy*, vol. 142, pp. 80-94.

Länsstyrelsen Östergötland, Länsstyrelsen i Jönköpings län, Länsstyrelsen Kalmar län, 2020. *Energihushållning genom effektreduktion och nyttjande av restvärme*.
<https://www.lansstyrelsen.se/download/18.6395bf21784b0add95190fb/1617882880717/Energihush%C3%A5llning%20genom%20effektreduktion%20och%20nyttjande%20av%20restv%C3%A4rme%20%E2%80%93%20en%20v%C3%A4gledning%20f%C3%B6r%20b%C3%A4sta%20teknik.pdf>
(Hämtad 2021-05-27)

MSBFS 2010:4 *Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om vilka varor som ska anses utgöra brandfarliga eller explosiva varor*.

MSBFS 2013:3 *Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor*

MSBFS 2020:1 *Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler*

MSB, 2021. *Den robusta sjukhusbyggnaden 2021- en vägledning för driftsäkra sjukhusbyggnader*. <https://www.msb.se/sv/publikationer/den-robusta-sjukhusbyggnaden---2021--en-vagledning-for-driftsakra-sjukhusbyggnader/>
(Hämtad 2021-06-06)

MSB, 2017. *Handbok – Tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor*. Karlstad: Advant Produktionsbyrå. <https://rib.msb.se/Filer/pdf/28281.pdf>
(Hämtad 2021-05-01)

NE, u.å.a. *Batteri*. Nationalencyklopedin
<http://www.ne.se.ezproxy.its.uu.se/uppslagsverk/encyklopedi/lång/batteri>
(Hämtad 2021-01-20)

NE, u.å.b. *Energilagring*. Nationalencyklopedin
<http://www.ne.se.ezproxy.its.uu.se/uppslagsverk/encyklopedi/lång/energilagring>
(Hämtad 2021-01-20)

NE, u.å.c. *Väte*. Nationalencyklopedin
<https://www-ne-se.ezproxy.its.uu.se/uppslagsverk/encyklopedi/l%C3%A5ng/v%C3%A4te>
(Hämtad 2021-05-01)

NEL, 2019. *C Series Spec Sheet*.
<https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/C-Series-Spec-Sheet-Rev->

G.pdf

(Hämtad 2021-05-25)

NGENIC, u.å. *Så funkar hårdvaran*. https://ngenic.se/tune/sa-funkar-det/?gclid=Cj0KCQjwktKFBhCkARIsAJeDT0jtfZEDRE8FyYu690Ax2UXtCMzhzsU-eNeeDpQsth2mrk3s9KIP3QMaAq3XEALw_wcB

(Hämtad 2021-06-07)

Nilar, u.å. *Product Catalogue. Chemistry*. <https://www.nilar.com/wp-content/uploads/2020/03/Product-Catalogue-Nilar-EC-Series-EN-v3.1.pdf>

(Hämtad 2021-05-20)

Nilsson, Hans-Olof. Grundare av Nilsson Energy. 2021a. E-mail 25 mars.

Nilsson, Hans-Olof. Grundare av Nilsson Energy. 2021b. E-mail 20 april.

Nilsson, Hans-Olof. Grundare av Nilsson Energy. 2021c. E-mail 5 maj.

Nilsson, Hans-Olof. Grundare av Nilsson Energy. 2021d. E-mail 6 april.

Nordling, A. Englund, R. 2015. *Energilagring - Teknik för lagring av el*. Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademin (IVA).

<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf>

(Hämtad 2021-02-04)

PowerCell, u.å. *How do fuel cells work?*

<https://powercell.se/en/how-do-fuel-cells-work>

(Hämtad 2021-02-08)

PowerCellution, u.å. *Products and solutions*.

<https://powercellution.com/products-and-solutions/>

(Hämtad 2021-05-26)

Region Uppsala, u.å. *Det här gör vi*. <https://regionuppsala.se/det-har-gor-vi/>

(Hämtad 2021-02-04)

Region Uppsala, 2019. *Uppsnabbat fastighets- och servicenämnden 16 september 2019*.

<https://regionuppsala.se/politik-och-paverkan/handlingar/uppsnabbat/2019/uppsnabbat-fastighets--och-servicenamnden-16-september/>

(Hämtad 2021-02-04)

Ritzer, Brigitte. Marknad och försäljning på BlueSky Energy. 2021. E-mail 25 mars.

SFS 2020:903 *Lagen (2010:1011) om brandfarliga och explosiva varor*

SGU, 2020. *Kritiska råvaror*. Sveriges Geologiska Undersökning.

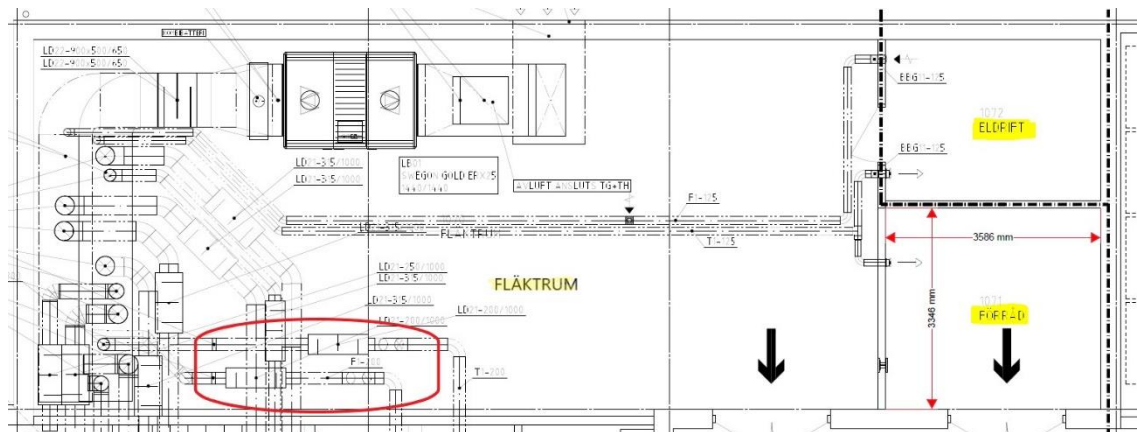
<https://www.sgu.se/mineralnaring/kritiska-ravaror/>

(Hämtad 2021-02-08)

- SMHI, 2021. *Ladda ner meteorologiska observationer*.
<https://www.smhi.se/data/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer/#param=airtemperatureInstant,stations=all,stationid=97510>
 (Hämtad 2021-05-15)
- Svenska Kraftnät, 2020. *Avgifter för balansansvariga*.
<https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/balansansvar/avgifter-for-balansansvariga/>
 (Hämtad 2020-05-17)
- Svenska eljouren, u.å. *Vad kostar en elektriker?*
<https://svenskaeljouren.se/artiklar/vad-kostar-en-elektriker>
 (Hämtad 2021-06-21)
- Sørensen, B, & Spazzafumo, G 2018, *Hydrogen and Fuel Cells: Emerging Technologies and Applications*, Elsevier Science & Technology, Saint Louis.
 Available from: ProQuest Ebook Central. [22 January 2021].
- Thorsson, Jan. Försäljningschef på PowerCell AB. 2021a. E-mail 26 februari.
- Thorsson, Jan. Försäljningschef på PowerCell AB. 2021b. E-mail 30 april.
- Upphandlingsmyndigheten. u.å. *LCC för långsiktigt hållbara köp*.
<https://www.upphandlingsmyndigheten.se/om-hallbar-upphandling/ekonomiskt-hallbar-upphandling/lcc-for-langsiktigt-hallbara-inkop/>
 (Hämtad 2021-02-04)
- Uppsala klimatprotokoll, u.å.a. *Energi*.
<https://klimatprotokollet.uppsala.se/om-klimatprotokollet/fokusgrupper/fokusgrupp-energi/>
 (Hämtad 2021-02-04)
- Uppsala klimatprotokoll, u.å.b. *Om klimatprotokollet*.
<https://klimatprotokollet.uppsala.se/om-klimatprotokollet/>
 (Hämtad 2021-02-04)
- Uppsala Kommun, 2020. *Uppsalaeffekten*.
<https://www.uppsala.se/kommun-och-politik/sa-arbetar-vi-med-olika-amnen/sa-arbetar-vi-med-miljo-och-klimat/uppsalaeffekten/>
 (Hämtad 2020-02-04)
- Valentine software, u.å. *PV Sol Premium*. <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>
 (Hämtad 2021-03-01)
- Vattenfall, 2021. *Elnätspriser*. <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/elnaetspriser/>
 (Hämtad 2021-05-16)

- Vattenfall, u.å. *Timpriser på nordiska elbörsen*.
<https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/timpris-pa-elborsen/>
(Hämtad 2021-05-16)
- VisBlue, 2017. *VisBlue presentation of Redox Flow Battery*.
<https://www.youtube.com/watch?v=lQMqsELONik>
(Hämtad 2021-05-01)
- VisBlue, u.å. *VisBlue product datasheet – Vanadium Redox Flow Battery*.
<https://visblue.com/assets/product-datasheet-visblue-redox-flow-battery-system-final.pdf>
(Hämtad 2021-04-30)
- Vätgas Sverige, 2020. *EU-kommissionen satsar 430 miljarder euro på vätgas*.
<https://www.vatgas.se/2020/07/08/eu-kommissionen-satsar-430-miljarder-euro-pa-vatgas/>
(Hämtad 2021-05-27)
- Vätgas Sverige, u.å.b. *Vanliga frågor om vätgas*. <https://www.vatgas.se/faktabank/faq/>
(Hämtad 2021-04-25)
- Wu, T., X., Wang, G., Liu, Y., Yang, Q., Bao, Z & Peng, J. 2021. *Hydrogen Energy Storage System for Demand Forecast Error Mitigation and Voltage Stabilization in a Fast-Charging Station*. IEEE transactions on industry applications, pp. 1-10.
- Zhang, Y., Campana, P.E., Lundblad, A., Wang, L., Yan, J. 2017. *The Influence of Photovoltaic Models and Battery Models in System Simulation and Optimization*. Energy Procedia 105: 1184-1191.

Appendix A



Appendix B

I Tabell B1 presenteras de olika avgifterna som användes för att beräkna den årliga energikostnaden i LCC-analysen för de olika energilagringalternativen. Samtliga priser är exklusive moms. Samtliga avgifter är hämtade från vårdcentralens elräkning för mars 2021 på Vattenfalls hemsida, förutom timspotpriset. Timspotpriset är ett genomsnittspris baserat på genomsnittspriset per månad mellan åren 2014 till 2020, vars data är hämtad från Vattenfall (Vattenfall, u.å).

Tabell B1. Visar på de olika avgifterna för el som ingår i elavtalet, dessa är exklusive moms.

Elnätskostnader	Värde
Fast avgift [kr/mån]	375,0
Månadseffektavgift, $e_{\text{månadseffektavgift}}$ [kr/kW, mån]	37,00
Elöverföringsavgift höglasttid, $e_{\text{höglast}}$ [kr/kWh]	0,4800
Elöverföringsavgift övrig tid, $e_{\text{övrig tid}}$ [kr/kWh]	0,1440
Elhandelskostnader	
Tilläggstjänster [kr/år]	396,0
Timspotpris, e_{timspot} [kr/kWh]	0,400
Spotpåslag, $e_{\text{spotpåslag}}$ [kr/kWh]	0,00101
Grundavgift Svenska Kraftnät, $e_{\text{Grundavgift Svk}}$ [kr/kWh]	0,0096
Elcertifikatkostnad, $e_{\text{elcertifikat}}$ [kr/kWh]	0,0068
Effektreservavgift, $e_{\text{effektreserv}}$ [kr/kWh]	0,0027
Elintäkter	
Energiersättning solel, $e_{\text{energiersättning}}$ [kr/kWh]	0,08

Den årliga energikostnaden i ekvation (31) beräknades enligt

$$E_{\text{energi}} * e_{\text{energi}} + E_{\text{såld el}} * e_{\text{såld el}} = E_{\text{tot}} * (e_{\text{timspot}} + e_{\text{spotpåslag}} + e_{\text{grundavgift Svk}} + e_{\text{elcertifikat}}) + E_{\text{höglast}} * e_{\text{höglast}} + E_{\text{övrig tid}} * e_{\text{övrig tid}} + E_{\text{effektreserv}} * e_{\text{effektreserv}} + P_{\text{max, effekttopp}} * e_{\text{månadseffektavgift}} + E_{\text{såld el}} * (e_{\text{timspot}} + e_{\text{energiersättning}})$$

där samtliga kostnader som ingår presenteras i Tabell. E_{tot} [kWh] är vårdcentralens totala elbehov under ett år, $E_{\text{höglast}}$ [kWh] är den el som köps in under höglasttimmarna, $E_{\text{höglast}}$ [kWh] är elbehovet under övriga timmar som inte är höglasttimmarna och $P_{\text{max, effekttopp}}$ [kW] är den högsta effekttoppen för varje månad. Alla kostnader i Tabell

tas hänsyn till förutom tilläggstjänster och den fasta avgiften eftersom dessa kostnader är densamma oavsett hur mycket el som köps från elnätet.

Appendix C

I Tabell C1 redovisas de ingående detaljerade kostnaderna i LCC-analysen av alternativ 1 och 2. Det har blivit ett misstag där vattenbehovet för alternativ 2 inte har räknats med, den borde inte vara noll. Investeringskostnaden för ett saltvattenbatteri på 25 kWh kommer från leverantörens egen prislista (BlueSky Energy, 2021a). Enligt leverantören av saltvattenbatterier (Ritzer, 2021) krävs det en halv arbetsdag på två man för att installera ett saltvattenbatteri på 25 kWh. Timkostnaden för arbetet sattes vara 800 SEK (Svenska eljouren, u.å). Energikostnaderna beräknades utifrån priserna i Appendix B. Saltvattenbatterierna kräver inget underhåll och därför är den kostnaden noll. Vätgasflaskorna är satta att kosta 3400 SEK per flaska (Nilsson, 2021c). Underhållskostnaderna för vätgaslagret är en grov uppskattning på att det krävs en dags jobb på två man en gång per år med en timkostnad på 800 SEK. Även Installationskostnaden är en grov uppskattning på att det krävs en arbetsdag på tre man med en timkostnad på 800 SEK. Priset på elektrolysören och containern är tagna från ett tidigare vätgasprojekt lett av AFRY i Norge. Övrig kringutrustning sattes motsvara 30 % av kostnaderna då dessa är svåra att uppskatta närmare (Nilsson, 2021c).

Tabell C1. Redovisar de kostnader som ingår i LCC-analysen för alternativ 1 och 2.

Alternativ:	Ref.fall 1 och 2	Alternativ 1	Alternativ 2
Effektavgift	7326	3778	3778
Såld el	17 769	17 769	13 715
Köpt el	34 022	33 551	29 713
Vattenbehov	0	10	0
Summa energi	23 578	19 775	19 775
C(energi)	423 718	355 378	355 378
Underhåll batteri	0	0	0
Underhåll vätgas	0	12 800	12 800
Summa underhåll	0	12 800	12 800
C(underhåll)	0	200 627	200 627
Saltvattenbatteri 25 kWh	0	202545	202545
Vätagasflaskor	0	227800	459000
Container inkl. ventiler	0	4746126	4746126
Elektrolysör NEL C10	0	2847676	2847676
Bränslecell PowerCellution 30 kW	0	1000000	1000000
Kompressor, mekanisk (30-200 bar)	0	270000	270000
Installation saltvattenbatteri	0	6400	6400
Installation vätagaslager	0	19200	19200
Övrig utrustning H2 30% av totalen	0	2727480	2796840
Summa investering	0	12047227	12347787
<u>LCC tot</u>	423718	12599526	12903792

I Tabell C2 redovisas detaljerade kostnader exklusive moms, som ingår i LCC-analysen för alternativ 3, 4 och 5 med saltvattenbatterier på 60, 90 respektive 120 kWh. Investeringspriserna är erhållna från leverantören själva (BlueSky Energy, 2021b). Enligt leverantören krävs det två elektriker under en halv dag för att installera deras minsta saltvattenbatterier mellan 5-30 kWh. Samma kostnad antogs gälla även för de större batterierna. Timkostnaden sattes vara 800 SEK (Svenska eljouren, u.å).

Tabell C2. Redovisar de ingående kostnaderna i LCC-analysen av alternativ 3, 4 och 5.

Alternativ:	Ref. fall 3	Alt. 3	Ref.fall 4	Alt. 4	Ref.fall 5	Alt. 5
Effektavgift	7326	5624	7326	5570	7326	5457
Såld el	17 769	12 134	17 769	10 139	17 769	9163
Köpt el	34 022	27 884	34 022	25 854	34 022	24 811
Summa energi	23 578	21 374	23 578	21 285	23 578	21 106
C(energi)	490 494	384 107	454 772	382 502	436 648	379 295
Underhåll batteri	0	0	0	0	0	0
Summa underhåll	0	0	0	0	0	0
C(underhåll)	0	0	0	0	0	0
Saltvattenbatteri	0	526 783	0	795 619	0	979 962
Installation saltvattenbatteri	0	6400	0	6400	0	6400
Summa investering	0	533 273	0	802019	0	986 362
<u>LCC tot</u>	490 494	917 379	454 772	1 184 521	436 648	1 365 656