UPPSALA UNIVERSITET

UPTEC STS 25014
Examensarbete 30 hp
Juni 2025

Batterilagring och nyttan i elnätet

Fallstudie: Uppbyggnaden av kärnbränsleförvar i Forsmark

Maya Linder och Malou Sjöberg

Civilingenjörsprogrammet i system i teknik och samhälle

UPPSALA UNIVERSITET

Battery Storage and Its Role in the Power Grid
Case study: The Construction of the Nuclear Fuel Repository in Forsmark

Maya Linder och Malou Sjöberg

Abstract

This master's thesis investigates the optimal sizing of a battery storage system to ensure electricity efficiency, while considering cost-effectiveness, utilization rate and sustainability regarding carbon dioxide emissions. The study is a case study for the Swedish nuclear fuel and waste management (SKB), whose mission is to manage the radioactive waste. A total of four scenarios were designed, each with a different dimension of battery storage systems, and were simulated to see the usage during the years 2027 to 2038.

The finding indicates that the best alternative for SKB to secure electricity efficiency is Scenario 2 with a battery of an energy capacity of 20 MWh and a maximum capacity of 5 MW. This scenario is the second most cost-efficient, has the second-best utilization rate and is third overall in reducing carbon dioxide emissions. If SKB wants to take all these aspects into consideration, then Scenario 2 is the best option. To get the best use out of the battery the recommendation is to implement the battery storage system around 2032 due to the trajected higher power consumption. If SKB would be granted more power from the power grid, there would be a decrease in cost and carbon dioxide emissions. If 10 MW were granted, both the cost and carbon dioxide emissions for Scenario 3 would be lower than covering everything with diesel. If 12 MW were granted the battery storage system would be enough to cover all power use for three out of four scenarios. Scenario 3, with the lowest battery dimension, is the only scenario that still needs conventional diesel to cover the power use when given 12 MW.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: David Hällqvist Ämnesgranskare: Göran Ericsson

Examinator: Elísabet Andrésdottir

Populärvetenskaplig sammanfattning

Under senare år har batterilagring blivit mer aktuellt på grund av den effekt och kapacitetsbrist som råder i Sverige. Ett batterilager är ett miljövänligt alternativ som kan användas till olika ändamål som exempelvis att stabilisera elnätet. Det kan även användas som en extra effektkälla genom att batterilagret kan laddas upp under de timmar på dygnet då mindre effekt används, exempelvis kvällar och nätter. Ett företag som möjligtvis skulle kunna använda denna energilagringsteknik är Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB), som ansvarar för hanteringen av radioaktivt avfall i Sverige. Idag pågår utbyggnaden av slutförvaret för kortlivat radioaktivt avfall (SFR) samt slutförvaret för använt kärnbränsle (SFK). Idag kan SKB använda upp till 8 MW i effektuttag från elnätet. Eftersom det finns en osäkerhet angående om det kommer bli högre i framtiden finns risken att det nuvarande effektuttaget ej räcker till då båda projekt kräver en stor mängd el. Därmed blir det intressant att undersöka hur ett batterilager skulle kunna vara en del av lösningen.

Denna studie har undersökt hur ett batterilager kan dimensioneras för att säkerställa effekt på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt. Detta utfördes genom att utforma fyra scenarier där olika dimensioner på batterilagret testades mot SKB:s effektförbrukning. När batterilagret enskilt inte kunde täcka all effektförbrukning adderades dieselgeneratorer för att täcka resterande effektförbrukning. Utöver detta utfördes kostnadsanalyser för varje scenario samt beräkning av koldioxidutsläpp. Ett syfte var även att bestämma det lämpligaste året för implementering av batterilagret för att få en optimal användning av batterilagrets livslängd. Till sist utfördes en känslighetsanalys som innebar att undersöka hur resultatet skulle påverkas av ett utökat effektuttag från elnätet.

Lösningen med ett batterilager med en energilagringskapacitet på 20 MWh och maxkapacitet på 5 MW kompletterat med dieselgeneratorer visade sig vara den bästa lösningen utifrån SKB:s effektbehov, även kallat Scenario 2 i rapporten. Denna lösning kom på en andra plats gällande kostnadseffektivitet och nyttjandegrad. Ur ett hållbarhetsperspektiv kom Scenario 2 på en tredje plats. Utifrån analyser och en avvägning att alla dessa parametrar behöver tas i beaktande var detta scenario den mest optimala lösningen för SKB:s förutsättningar. Sedan finns det även en rekommendation att implementera batterilagret under år 2032 då SKB har ett ökat behov av effekt under detta år och framåt. Dieselgeneratorerna kan köpas in successivt när behovet finns men innan 2036 behöver det totala antalet dieselgeneratorer vara införskaffade.

Om SKB skulle tilldelas ett utökat effektuttag skulle både kostnad och koldioxidutsläpp för de olika scenarierna minska. Om ett effektuttag skulle utökas till 10 MW skulle både kostnaden och koldioxidutsläppen för Scenario 3 bli lägre än att täcka allt med diesel. Om 12 MW skulle beviljas skulle samtliga scenarier förutom Scenario 3 att räcka för att täcka allt effektbehov. Det rekommenderade scenariot, Scenario 2, skulle alltså räcka för att täcka all effektförbrukning vid ett utökat effektuttag på 12 MW.

Förord

Med detta arbete avslutar vi våra studier på Civilingenjörsprogrammet System i teknik och samhälle med inriktning Energisystem. Det har varit en lärorik och rolig tid i våra liv som har gjort att vi har fått uppleva och upptäcka nya saker. Vi vill tacka alla fina personer och vänner som vi har mött och lärt känna genom vår studietid på Uppsala universitet. Vi vill även tacka våra föräldrar och syskon för allt stöd de har givit oss under dessa fem år som studenter.

Detta arbete har varit i samarbete med SKB, Svensk Kärnbränslehantering. Vi vill främst tacka SKB för att vi fick möjligheten att ta oss an utmaningen kring detta arbete samt vår handledare, David Hällqvist, för en otroligt bra och lärorik handledning. Det har varit ett väldigt spännande och lärorikt arbete. Vi vill även rikta ett stort tack till alla kollegor på SKB som hjälpt till och bidragit till att vi har kunnat utföra ett så bra arbete som möjligt. Vi vill tacka Arne Berlin, projektansvarig på Vattenfall Eldistribution för att han ställt upp på intervju och mailkontakt. Till sist vill vi dessutom rikta ett hjärtligt tack till Kristina Asker på språkverkstaden som gett oss stöd genom arbetets gång.

Nu fortsätter livet och lärandet mot nya spännande utmaningar!

Maya Linder och Malou Sjöberg

Begreppslista

Batterilager	System som lagrar och frigör elektrisk energi
C-tal	Hur snabbt ett batteri kan laddas upp eller laddas ur
Cykel	Fullständig uppladdning till maximal SoC och urladdning ner till minimal SoC av ett batteri
DoD [%]	Depth of Discharge. Urladdningsmängd. Beskriver batteriets urladdningskapacitet
Energilagringskapacitet [%]	Total mängd energi som kan lagras
Effektkapacitet [%]	Maximal mängd energi som kan levereras per tidsenhet
Kapacitet	Förmågan att lagra elektrisk laddning
kWh	Kilowattimme, enhet för energi
SoC [%]	State of Charge. Laddningsmängd. Uttryckt i procent av total energilagringskapacitet
SFK	Slutförvar för använt kärnbränsle
SFL	Slutförvar för långlivat avfall
SFR	Slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall
SKB	Svensk Kärnbränslehantering AB
Tunneldrivning	Skapandet av tunnel genom berg eller jord

Innehållsförteckning

1. Inledning ... 1

1.1 Syfte och Frågeställningar ... 2

1.2 Avgränsningar och Begränsningar ... 2

2. Bakgrund ... 3

2.1 Sveriges elnät ... 3

2.1.1 Kapacitetsbrist ... 3

2.2 Svensk kärnbränslehantering AB ... 4

2.2.1 Slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall ... 5

2.2.2 Slutförvar för kärnbränsleavfall ... 6

2.3 Batterilagring ... 6

2.3.1 Batteriegenskaper ... 7

2.4 Dieselgeneratorer och Koldioxidutsläpp ... 8

3. Metod ... 10

3.1 Scenarier ... 10

3.2 Data ... 11

3.2.1 Data över effektförbrukning ... 11

3.3 Uppbyggnad av modell och simuleringar ... 12

3.4 Batteri- och Dieselkostnad ... 14

3.4.1 Val av kostnadsparametrar ... 14

3.4.2 Kostnadsberäkningar ... 16

3.5 Merkostnadsanalys ... 17

3.6 Känslighetsanalys ... 18

4. Resultat ... 19

4.1 Scenario 1: Batterilager 200MWh, 5MW ... 19

4.1.1 Ekonomi och utsläpp ... 24

4.2 Scenario 2: Batterilager 20 MWh, 5 MW ... 24

4.2.1 Ekonomi och Utsläpp ... 29

4.3 Scenario 3: Batterilager 10 MWh, 2.5 MW ... 30

4.3.1 Ekonomi och utsläpp ... 34

4.4 Scenario 4: Batterilager 30 MWh, 7.5 MW ... 35

4.4.1 Ekonomi och Utsläpp ... 39

4.5 Sammanställning av resultat ... 40

5. Känslighetsanalys ... 45

5.1 Ökning av effektuttag från elnätet till 10 MW ... 45

5.2 Ökning av effektuttag från elnätet till 12 MW ... 46

6. Diskussion ... 49

6.1 Optimal dimensionering av batterilager 49
6.1.1 Kostnad 49
6.1.2 Koldioxidutsläpp och merkostnad per eliminerat kilogram koldioxid 50
6.1.3 Nyttjandegrad 51
6.2 Årtal för implementering av batterilager 52
6.3 Påverkan på resultat vid ökning av effektuttag från elnätet 53
6.4 Studiens trovärdighet 55
6.5 Framtida studier 55
7. Slutsatser 57
Referenser 59
Bilagor 64
Scenario 1: Batterilager 200 MWh, 50 MW 64
Scenario 2: Batterilager 20 MWh, 5 MW 68
Scenario 3: Batterilager 10 MWh, 2.5MW 71
Scenario 4: Batterilager 30 MWh, 7.5 MW 75

1. Inledning

Världen står inför en av de största utmaningarna i modern tid – omställningen till ett hållbart samhälle där ekonomisk tillväxt och miljöhänsyn måste balanseras. Teknikbranschen är inget undantag då de ständigt försöker utveckla produkter och tjänster som är i linje med målet om nettonollutsläpp 2045. Utöver att redan befintliga produkter och nya innovationer måste ha klimatneutralitet i åtanke, brukar det även finnas en koppling till ökad elanvändning i samband med dessa lösningar. Ett exempel på en sådan produkt är elbilen. Alla dessa miljömässigt hållbara lösningar ställer krav. Det behövs tillräckligt med effekt att nyttja i elnätet samtidigt som att det finns tillräckligt med kapacitet i Sveriges elledningar för att kunna föra över den mängd el som krävs.

Sedan 1970-talet, då kärnkraften blev en del av den svenska elmixen, har det svenska elnätet ansetts vara färdigutbyggt. Elanvändningen bedömdes dessutom vara någorlunda stabil. Idag görs det inte samma bedömning. Den kraftigt ökade elanvändningen i samband med otillgänglig effekt i vissa områden i transmissionsnätet, gör det svårt för nya kunder att ansluta sig och för befintliga att få ett utökat effektuttag. Detta har medfört att aktörer och företag har börjat undersöka alternativa åtgärder för att säkerställa effekttillgång. En vanlig lösning är att använda diesel som reservkraft, men på grund av dess negativa miljöpåverkan undersöks i allt större utsträckning andra alternativ, som exempelvis batterilagring.

Dagens batterier kan användas för olika ändamål. Exempelvis går det att använda som stödtjänst där batterilagret hjälper elnätet att hålla sig inom en acceptabel frekvensnivå. Detta görs genom att batterilagret laddas upp vid ett överskott av el i elnätet medan det laddar ur vid ett underskott. Ett batterilager kan även användas temporärt för att tillföra extra effekt. Uppladdning sker i regel då hela effektuttaget från elnätet inte nyttjas. Vanligtvis möjliggörs detta under kvällstid när den huvudsakliga verksamheten inte pågår. Det är även vanligt att batterierna laddas upp från solceller. Ett batterilager kan även generera i kostnadsbesparingar genom att batteriet laddas upp under de tider på dygnet då elen är billigare. Detta i sin tur kan förhindra att företag inte behöver ta till lika stor mängd av andra mindre klimatsmarta lösningar såsom dieselgeneratorer.

Batterilagring är även något som Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) vill undersöka i samband med byggandet av Sveriges slutförvar av använt kärnbränsle. Kärnkraften står för cirka 30 procent av Sveriges totala elproduktion och livstidsförlängningen av befintlig kärnkraft medför ett ökat behov av säker lagring av avfallet. Idag finns det ett slutförvar för kortlivat avfall (SFR) i Sverige och realiseringen av projektet av slutförvaret för använt kärnbränsle (SFK) har precis börjat. För att detta omfattande projekt ska kunna utföras krävs en stor mängd el då exempelvis en del maskiner och ventilation är planerat att gå på el. Detta skapar utmaningar i samband med det tillåtna effektuttaget från elnätet då det finns risk att den mängd el

som SKB har fått tillåtelse att använda är för lite för att kunna utföra projektet som det är planerat. På grund av detta vill SKB undersöka om ett batterilager skulle kunna vara en lösning till detta problem.

1.1 Syfte och Frågeställningar

På uppdrag av SKB ska detta examensarbete undersöka hur SKB på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt kan dra nytta av ett batterilager genom att säkerställa effekt vid byggnationen av kärnbränsleförvaret i Forsmark. Syftet är att bidra till att underlätta beslutsfattandet om framtida investeringar i energiinfrastruktur och stödja en hållbar utbyggnad.

1. Vilken dimension på batterilager är den mest optimala för att på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt, säkerställa effekt för byggandet av slutförvaren i Forsmark?

2. När bör ett batterilager implementeras för att få högsta möjliga nyttjandegrad?

3. Hur påverkas den föreslagna dimensionen på batterilagret om den tillgängliga effekten i nätet ökar?

1.2 Avgränsningar och Begränsningar

I denna studie har inte batterilagrets livscykel eller den etiska problematiken med batterier tagits i beaktande. Batteriets självurladdning har heller inte inkluderats, det vill säga den förlust i laddning som sker över åren och när batteriet inte används. Gällande data över effektförbrukning har enbart månadsdata för månaderna februari och juni använts. Februari har fått representera en vintermånad medan juni en sommarmånad. Det har därmed antagits att ett år består av hälften vintermånader och hälften sommarmånader och att effektförbrukningen är relativt konstant under sommar- respektive vintertid. Effektförbrukningen för ett visst år har därmed skalats upp med sex stycken februarimånader och sex stycken junimånader. Koldioxidutsläpp från produktion av batterilager eller dieselgeneratorer har inte inkluderats vid beräkning av koldioxidutsläpp. Värdena som presenteras representerar enbart koldioxidutsläpp under drift.

Effektförbrukningen för framtiden är prediktioner och kan medföra en viss osäkerhet i simuleringar och resultat. Majoriteten av den data över effektförbrukning som tilldelats har varit på månadsbasis, det har därmed behövts göras antaganden för att få data på timbasis. SKB:s energiförbrukning har modellerats utifrån den synliga trenden av en tunnelcykel och efterliknar en verklig övergripande utbyggnadsprocess även om det kan förekomma skillnader.

Vid beräkning av kostnaderna som blir av att ladda batteriet har elpriserna från år 2024 använts, vilket kan leda till att den faktiska driftkostnaden för batterilagret kan variera

något då elpriset inte är konstant. Det går heller inte att säga vad elpriset förväntas att vara i framtiden. Vid beslut kring optimal energilagringskapacitet och effektkapacitet för batterier har avrundningar tillämpats.

2. Bakgrund

I följande avsnitt presenteras bakgrundsinformation om det svenska elnätet och kapacitetsbrist, följt av ett avsnitt om Svensk Kärnbränslehantering AB, deras olika anläggningar och projekt. Avsnittet innehåller även en avslutande del tillägnat information om batterilagring, dieselaggregat och dess klimatpåverkan.

2.1 Sveriges elnät

Det svenska elnätet kan delas in i tre kategorier: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Den första kategorin, transmissionsnätet, kan ses som det övergripande nätet och överför el från kraftproducenter som kärnkraftverk, vindkraftverk och vattenkraftverk både till delar inom Sverige och till utlandet. Transmissionsnätets huvudsakliga syfte är att föra över el på långa sträckor. För att minimera värmeförluster används högre spänningsnivåer mellan 220 och 400 kV (Energimarknadsinspektionen 2024).

Den andra kategorin är regionnätet och det kopplar ihop transmissionsnätet med det elnät som till sist levererar el till hushållen. Regionnätet använder sig av lägre spänningsnivåer än transmissionsnätet och brukar vanligtvis ligga mellan 30 - 150 kV (Vattenfall Eldistribution u.å.a). I Stockholmsregionen och Uppland ligger regionnätet huvudsakligen på 70 kV, men ska nu över tid ersättas till 130 kV för att få en kraftigare överföringsförmåga (Vattenfall Eldistribution 2024). Regionnäten ägs oftast av större elbolag som exempelvis Ellevio, Vattenfall och E.ON. Regionnätet vid SKB har en spänningsnivå på 70 kV och ägs av Vattenfall (Energimarknadsinspektionen 2024). Den sista och tredje kategorin är Lokalnätet och har som huvuduppgift att leverera elen den sista biten ut till hushållen. När elen levereras ligger spänningen på upp mot 40 kV. Eftersom detta nät inte transporterar elen långa sträckor behövs inte lika höga spänningsnivåer (Energimarknadsinspektionen 2024).

2.1.1 Kapacitetsbrist

Sverige står för närvarande inför en betydande utmaning i form av kapacitetsbrist, vilket innebär att de ledningar som elen transporteras genom inte har tillräckligt med plats för att överföra den mängd el som efterfrågas (E.ON 2024). Faktorer som har bidragit till kapacitetsbrist är att samhället har börjat en omställning från koldioxidbaserade lösningar till miljövänligare lösningar. De miljövänliga lösningarna inkluderar oftast en ökad användning el (Ellevio 2019). För att lösa problemet med kapacitetsbrist så behöver det svenska elnätet renoveras och byggas ut. Ett problem som uppstår i

samband med renovering- och utbyggnadsprocessen är att det tar avsevärt lång tid, mer specifikt 10 år från att en utbyggnad planeras till att den sätts i bruk. Detta gäller de flesta typer av elnät såsom transmission- och regionnät (Ellevio 2019).

2.2 Svensk kärnbränslehantering AB

Det är SKB, Svensk kärnbränslehantering AB, som har ansvaret att ta hand om det radioaktiva avfallet i Sverige och detta ska göras på ett hållbart och säkert sätt. Vattenfall, Forsmarks Kraftgrupp och Oskarshamnsverkets Kraftgrupp är gemensamma ägare av SKB. För varje kilowattimme kärnkraft som produceras går en del av intäkten till Kärnavfallsfonden. Det är kärnavfallsfonden som huvudsakligen finansierar SKB:s verksamhet och pengarna ska användas för att säkerställa en hållbar hantering av det radioaktiva avfallet (SKB 2022a).

I jämförelse med andra länder ligger SKB i framkant när det gäller hantering av radioaktivt avfall. SKB har utvecklat den så kallade KBS-3-metoden (SKB 2021) som innebär att det använda kärnbränslet grävs ner i ett förvar 500 meter ner i marken där det packas i kopparkapslar omgett av betonitlera. Flertalet länder runt om i världen använder denna metod som referens och Finland använder samma metod för sitt nybyggda slutförvar (SKB 2021). Hållbarhet är en viktig fråga för företaget och därför har SKB en vision om nettonollutsläpp av växthusgaser år 2040. För att uppnå målet har företaget infört två delmål. Det första delmålet handlar om att minska utsläppen med 20% till 2025. Det andra delmålet bygger på det första målet och ämnar sänka utsläppen ytterligare, mer specifikt med 50% till 2030 (SKB 2023a). Detta omfattar bland annat indirekta utsläpp, som exempelvis utsläpp från inköpt energi som används inom verksamheten (Vattenfall, a, u.å.). Vattenfall Eldistribution har själva satt ett pris på 7 SEK per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp. Detta innebär att Vattenfall är beredd att ta merkostnader för dyrare lösningar som bidrar till att minska klimatpåverkan upp till 7 SEK per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp (Setzman 2025).

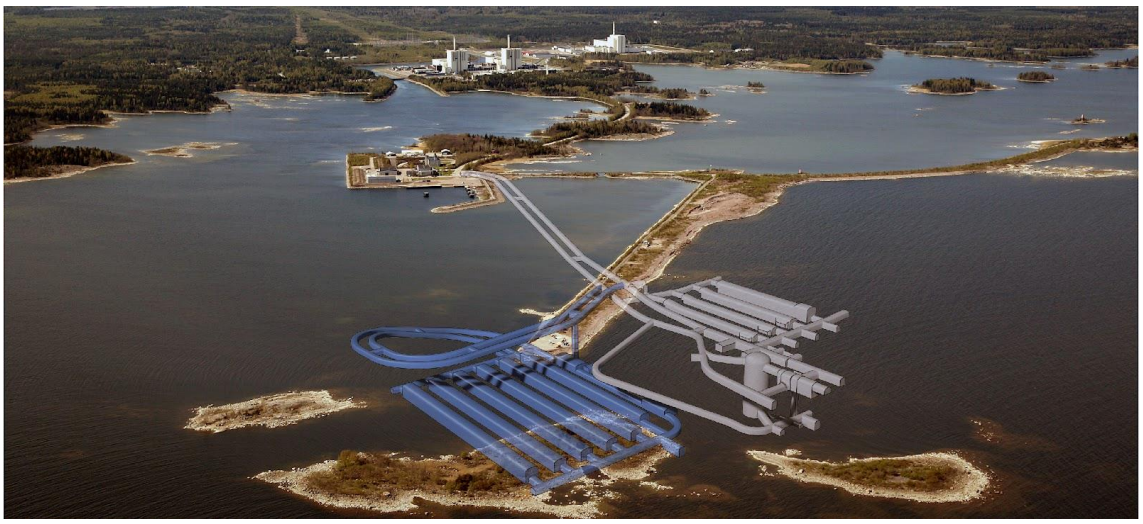
SKB har idag flera anläggningar i drift runt om i Sverige och planerar för att bygga ut fler. I Oskarshamn ligger Clab, det centrala mellanlagret för använt kärnbränsle. Det är planerat för att bygga en inkapslingsanläggning, med namnet Clink, i angränsning till Clab där det använda kärnbränslet ska placeras i kapslar innan det förs vidare till slutförvaret i Forsmark (SKB 2022c). Fartyget m/s Sigrid transporterar det radioaktiva avfallet mellan SKB:s anläggningar. I Forsmark ligger slutförvaret för kortlivat radioaktivt avfall, benämnt SFR som i nuläget byggs ut för att bli tre gånger så stort. SKB har nyligen även startat byggnationen av SFK, slutförvaret för använt kärnbränsle. I framtiden planeras det även för att bygga det sista av totalt tre slutförvar i Forsmark, nämligen slutförvaret för långlivat avfall, SFL (SKB 2022c).

Idag pågår två stora projekt i Forsmark för SKB. Detta ställer höga krav på en tillräcklig, hållbar och kostnadseffektiv elförsörjning. Elförsörjningen fås från 70 kV:s regionnätet (Vattenfall Eldistribution 2024) och det sker kontinuerligt en diskussion angående ett utökat effektuttag. I dagsläget ligger effektuttaget på 8 MW och det är

ovisst om eller när det finns möjlighet att kunna utöka det i framtiden. Det finns därmed en risk att det inte kommer vara tillräckligt för att täcka det totala elbehovet och det momentana effektbehovet.

2.2.1 Slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall

SFR, Slutförvaret för kortlivat radioaktivt avfall, inkluderar det kortlivade låg- och medelaktiva avfallet. Exempel på avfall som tillhör denna kategori är material från nedlagda reaktorer och kläder som har använts i anslutning med en kärnreaktor. I nuläget byggs det befintliga SFR-förvaret ut. Det är redan använt till 60% och flera kärnkraftsreaktorer har tagits ur bruk. Detta resulterar i att mer material behöver förvaras någonstans. Efter att utbyggnaden är klar ska hela förvaret totalt kunna rymma 180 000 kubikmeter avfall. Detta är nästan en tredubbling jämfört med vad SFR-förvaret rymmer idag (SKB 2023b). Elanvändningen från den operativa driften av SFR varierar beroende på tidpunkt på året. Under vintermånaderna råder ett högre effektbehov än under sommarmånaderna, detta beror främst på grund av skillnaden i uppvärmningsbehov. Under sommaren år 2027 fram till mitten på 2028 ökar bergsdriften och därmed även effektbehovet för att sedan minska därefter. I början av år 2033 är det beräknat att utbyggnaden av SFR ska vara klar och effektbehovet beräknas därmed gå ner (SKB 2023b), se *Figur 2.1*.

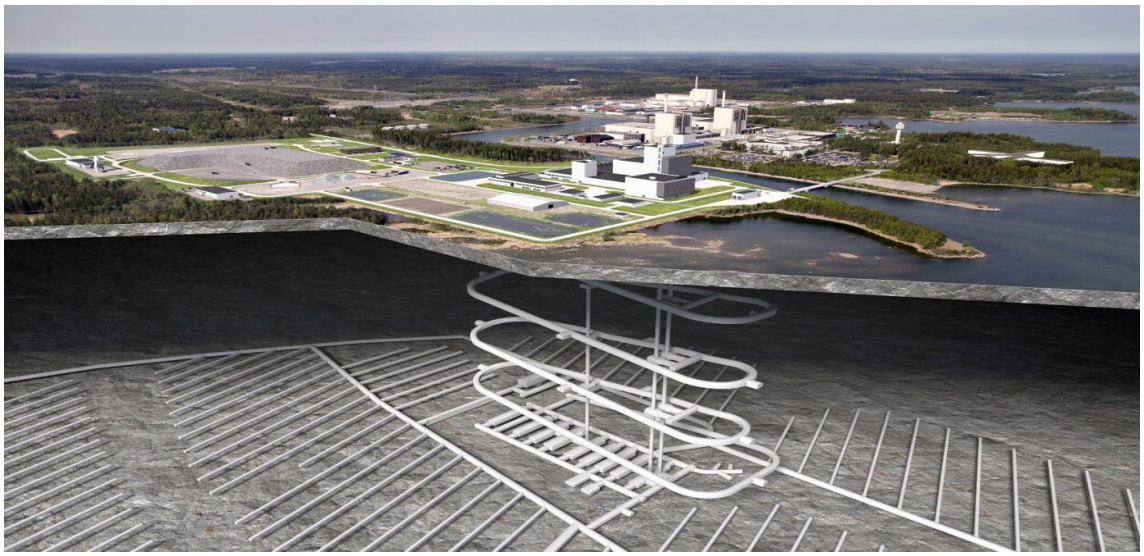


Figur 2.1. Utbyggnad av slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall (Foto: SKB 2023b).

Under senare delen av 2024 genomfördes första sprängningen för att kunna påbörja utbyggnaden av SFR-förvaret under jord. Projektet planeras att bli klart efter sex år. Ansökan för projektet lämnades in 2014 till Strålsäkerhetsmyndigheten och mark- och miljödomstolen. Under 2022 hade båda myndigheter inklusive Östhammar kommun godkänt projektet vilket medförde att SKB kunde börja förbereda för projektet ovan jord (SKB 2023b).

2.2.2 Slutförvar för kärnbränsleavfall

SFK, Slutförvaret för kärnbränsleavfall, omfattar det använda kärnbränslet som kommer ifrån kärnkraftreaktorerna. Projektet har pågått i decennier men realiseringen har precis startat där det första spadtaget togs den 15 januari 2025. SFK-förvaret är planerat att ligga på ett djup av 500 meter ner i marken och avses att kunna rymma 12 000 ton använt kärnbränsleavfall (SKB 2025a), se *Figur 2.2.*



Figur 2.2. Utbyggnad av slutförvar för kärnbränsleavfall (Foto: SKB 2025a).

Projektet kommer att pågå i två år ovan jord från den 15 januari. År 2027 ska SKB börja spränga och borra under jord vilket resulterar i en högre effektförbrukning. I början av 2031 påbörjas bergdrivningen och effektförbrukningen ökar ytterligare. Under sommarhalvåret 2032 utökas bergdrivningen och därmed får sommarhalvåret en högre effektförbrukning jämfört med vinterhalvåret. Elanvändningen från den operativa driften av anläggningen ökar successivt under åren i samband med tunneldrivningen. Tunneldrivning är en process som genomförs återupprepande längs tunneln. Det börjar med sprängning där det skapas mängder med löst berg som transporteras till avlastningshallar. Detta kan sedan återanvändas som fyllnadsmaterial. Därefter inleds bergförstärkning för att sedan avsluta med ventilation och övriga installationer. Ventilationen är oftast det som drar mest effekt. SKB planerar att kunna vara i drift under 2030-talet och fortsätta bygga ut förvaret medan en del är i drift. Under 2080-talet är det planerat att projektet och slutförvaret för använt kärnbränsle ska vara färdigt. När sedan all deponering slutförts så ska slutförvaret förslutas (SKB 2022b).

2.3 Batterilagring

Den markanta ökningen av förnybar energi leder till en växande efterfrågan av energilagring. I omställningen till mer energiförsörjning på begäran kommer batterier vara en central del (Johansson m.fl. 2024; BloombergNEF 2023; Elsäkerhetsverket 2016). Batterilagringssystem kan vara fördelaktigt ur ett ekonomiskt perspektiv genom

arbitragehandel. Batteriet kan laddas upp under de timmar det inte råder hög efterfrågan och då elen är billig, för att sedan användas och laddas ur när elen är dyr (National Renewable Energy Laboratory 2019). På så sätt kan batterilagring bidra till att avlasta elnätet och minska risken för kapacitetsbrist. De timmar det inte råder hög efterfrågan brukar kallas för låglasttid medan höglasttid råder de timmar då det råder hög efterfrågan. Majoriteten av de batterilager som finns i Sverige idag används främst av privatpersoner och större fastighetsägare för att minska sitt inköp av el från elnätet (Power Circle 2022).

2.3.1 Batteriegenskaper

Ett batteri består huvudsakligen av tre komponenter; anod, katod och elektrolyt. Anoden fungerar som batteriets minuspol och det är därifrån elektroner frigörs under en urladdning. Katoden representerar istället den positiva polen där elektronerna tas emot. Elektrolyten är ämnet som möjliggör att joner kan transporteras mellan anoden och katoden samtidigt som den förhindrar förflyttning av elektroner inuti batteriet (Australian Academy of Science 2024). Batterier lagrar kemisk energi som vid anslutning av en enhet, omvandlas till elektrisk energi. Det är den kemiska reaktionen som blir av förflyttningen av elektroner och joner som genererar elektrisk energi. Elektronerna frisläpps från anoden, transporteras ut till den externa kretsen vidare till katoden (Australian Academy of Science 2024).

Det finns flera olika typer av laddningsbara batterier. Under årens lopp har flera olika kombinationer av material prövats. Olika material medför olika elektrokemiska egenskaper och beroende på syfte kan olika batterityper fungera olika bra (Australian Academy of Science 2024). Litiumjonbatterier är den batterityp som är vanligast idag och den dominerande tekniken som används när exempelvis ett företag ska bygga ett stort batterilagringssystem för att lagra el i elnätet (Zhu m.fl. 2022). Enligt Svenska Kraftnät (2022) kommer litiumjonbatterier i närtid vara den dominerande energilagringsformen i Sverige. Anledningen till detta är bland annat att litiumjonbatterier har en hög energitäthet, och jämfört med andra batteriteknologier har denna variant längre livstid och kan laddas snabbare (Molaiyan m.fl. 2024; Battery university 2022; Tsiropoulos m.fl. 2018). I jämförelse med andra lagringsalternativ har tillväxten i marknadsandel för litiumjonbatterier varit betydligt större (Tsiropoulos m.fl. 2018) och försäljningen av litiumjonbatterier förutspås fortsätta öka (Cole m.fl. 2019).

En andrahandsmarknad håller på att bildas i form av att bilbatterier som saknar tillräcklig kapacitet för fordon istället återvänds för stationära ändamål (Svenska Kraftnät 2022). I Sverige finns det idag flera storskaliga batterilager. Ett av dem är Vattenfalls batterilager i Uppsala (Vattenfall Eldistribution, b, u.å.). Batterilagret är uppbyggt av litiumjon-elbilsbatterier och har en avskrivningstid på 10 år. Det är det största energilagret i Sverige idag och upptar ytan motsvarande en halv fotbollsplan. Syftet med batterilagret är att främst hjälpa till med kapacitetsbristen som råder i Uppsalaregionen. Det tar tio år att bygga kraftledningar men det tar enbart ett år att bygga ett batteri, därför skulle batterier kunna vara en bra övergångslösning.

Batterilagringssystemet i Uppsala har ett C-tal på 0.25 med en energilagringskapacitet på ungefär 20 MWh och en maxkapacitet på 5 MW. I dagsläget har Vattenfall planer på att flytta batterilagret eftersom ytan det står på avser att användas för annat ändamål (Berlin 2025).

Energilagringskapaciteten hos ett batteri beskriver den totala mängden energi som kan lagras och uttrycks i kWh. State of Charge (SoC) är ett mått på hur mycket energi som finns lagrad i batteriet vid ett givet tillfälle, ofta uttryckt i procentandel av den totala kapaciteten. Urladdningsdjup (DoD) beskriver i stället hur mycket energi som använts, även den uttryckt i procentandel av total kapacitet (MIT Electric Vehicle Team 2008). Effektkapacitet beskriver i stället hur snabbt ett batteri kan leverera energi per tidsenhet och uttrycks i kW. Maximal urladdningseffekt representerar den mängd energi som ett batteri kan leverera per tidsenhet medan maximal uppladdningseffekt i stället representerar hur snabbt ett batteri kan laddas upp. Dessa termer kallas även laddnings- och urladdningshastighet och klassificeras som batteriets C-tal. Ett fulladdat batteri på 1C kan laddas ur på en timme medan ett batteri på 2C kan laddas ur på 30 minuter. Ju högre C-tal desto snabbare kan batteriet laddas ur och tvärtom (Battery University 2021).

Livslängden för ett litiumjonbatteri är beroende av både tidsmässig livslängd, det vill säga antalet år som batteriet går att använda samt antalet cykler. En cykel representerar en uppladdning och urladdning av batteriet. Livslängden påverkas även av flera andra faktorer, bland annat temperatur och överladdning (HoloBattery u.å.). Litiumjonbatterier brukar ha en livslängd på 10–15 år (Energysage 2022).

2.4 Dieselgeneratorer och Koldioxidutsläpp

Dieselgeneratorer används ofta som reservkraft när det ordinarie elnätet inte kan leverera tillräckligt med elektricitet. Den kemiska energin från dieselbränslet omvandlas till mekanisk energi i motorn genom förbränning och därefter till elektricitet i generatorn (Paramo u.å.). Dieselkraftverk har ofta hög effektivitet och flexibilitet när det gäller uppskalning. De är även tillförlitliga eftersom de kan producera el kontinuerligt under långa tidsperioder. Att använda dieselgeneratorer är dock problematiskt vad gäller föroreningar, koldioxidutsläpp och buller (Babamohammadi m.fl. 2025; PowerUp Tech 2021).

Något som dock kan minska dessa föroreningar och koldioxidutsläpp är HVO100. HVO står för *Hydrerad Vegetabilisk Olja* och är gjort på avfall av olika slag såsom matfetter, restoljor men även vegetabiliska oljor (Neste u.å.). Detta bränsle har många liknande egenskaper med traditionell diesel, så många att vissa vanliga dieselbilar kan tankas med HVO och det kommer fungera lika bra (Preem u.å.). Fördelen med HVO100 är att det kan minska utsläppen av koldioxid med 90% (Neste u.å.). I dag är priset för naturdieslet 19.58 SEK per liter inklusive moms (OKQ8 2025), vilket är lite dyrare än traditionell diesel där det genomsnittliga priset för år 2024 låg på 18.1 SEK per liter (Drivkraft Sverige 2024a).

Växthusgaser har olika uppvärmningspotential (GWP) och för att kunna jämföra dessa med varandra används den gemensamma enheten koldioxidekvivalent. Koldioxidekvivalenten för en viss växthusgas beräknas genom att multiplicera vikten av utsläppet i kilogram med GWP-faktorn för den aktuella gasen (Naturvårdsverket 2023a). Traditionell diesel har ett utsläppsvärde på 261.7 kg koldioxidekvivalenter per MWh. Motsvarande för HVO100 uppgår till 54 kg (Miljöfordon Sverige 2021). När det gäller el så släpper den svenska elmixen ut ungefär 20 gram per producerad kilowattimme (Sveriges Riksdag 2018; Uniper u.å.)

3. Metod

Inledningsvis redogör metodavsnittet för de scenarier som ligger till grund för resultaten, samt motiverar de antaganden och parametrar som valts. I avsnittet därefter beskrivs det datamaterial som använts och hur det har bearbetats inför simuleringarna. Vidare beskrivs modellens uppbyggnad, inklusive motivering av övriga valda batteriparametrar och genomförandet av simuleringarna. Därefter presenteras kostnadsberäkningarna, motivering bakom valda kostnadsparametrar samt hur merkostnader för minskade koldioxidutsläpp räknats ut. Avslutningsvis ges en beskrivning kring hur känslighetsanalysen gått till.

3.1 Scenarier

För att illustrera resultatet för detta projekt och kunna fastställa hur ett batterilager ska dimensioneras för att vara optimalt för SKB:s effektbehov, har fyra scenarier utformats. Samtliga scenarier antogs vara av samma typ som batterilagret i Uppsala och därmed skalbart, men med olika kapaciteter beroende på scenario. Scenarierna har använts för att på ett strukturerat sätt först utvärdera och sedan rekommendera vilket scenario som passar SKB:s behov bäst. Scenarierna togs fram utifrån SKB:s önskan att på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt kunna täcka så mycket som möjligt av effektbehovet med ett batterilager. Det var även viktigt att ha ett batteri med hög nyttjandegrad. Genom att använda ett batterilager som komplement och kan användandet av dieselgeneratorer reduceras. Samtliga scenarier simuleras utifrån samma skapade matlab-kod men med olika parametervärden. I de fall där batterilagret inte kunde täcka allt effektbehov täcktes resterande effektbehov med hjälp av dieselgeneratorer.

För det första scenariot, Scenario 1, var målet att hitta ett batteri som utöver effektuttaget från elnätet som SKB har tilldelats, enskilt kunde täcka det resterande effektbehovet. Detta resulterade i ett batterilager med en energilagringskapacitet på 200 MWh och effektkapacitet på 50 MW. I Scenario 2 sattes parametrarna för att efterlikna Vattenfalls batterilager i Uppsala. Detta batterilager bedömdes hypotetiskt som en bra storlek för ett batterilager ämnat för att mestadels täcka SKB:s effektbehov. På grund av detta var det intressant att även undersöka detta scenario då projektet har genomförts tidigare och skulle kunna vara enkelt att efterlikna. För detta batterilager sattes energilagringskapaciteten till 20 MWh och effektkapaciteten till 5 MW.

Scenario 3 innebar att minska energilagringskapaciteten och därmed även effektkapaciteten med 50%. Syftet var att kunna jämföra hur stor skillnad det blir i täckt effektbehov och om det hade räckt med ett mindre batteri för att få den mest kostnadseffektiva och optimala lösningen. Energilagrings- och effektkapaciteten ändrades således till 10 MWh respektive 2.5 MW. För det sista scenariot, Scenario 4, utökades parametervärdena i stället med 50% med utgångspunkt från Uppsala batterilager. Detta utfördes med anledning av att undersöka hur mycket mer av effektbehovet som skulle vara möjligt att täcka jämfört med Uppsala batterilager och

om lösningen möjligtvis skulle bli mer kostnadseffektiv. Energilagrings- och effektkapaciteten justerades därmed till 30 MWh respektive 7.5 MW.

3.2 Data

Sammanställd data för det totala effektbehovet för SKB's samtliga anläggningar har varit en förutsättning för att kunna analysera om det skulle vara kostnadseffektivt att implementera ett batterilager. Datan som SKB har samlat in över effektförbrukningen som används i detta arbete, är från år 2027, då batterilagret har möjlighet att sättas i bruk, fram till och med år 2038. Eftersom ett batterilager dessutom har en livslängd på runt tio år skulle det hypotetiskt kunna implementeras för dessa år. Det är även under dessa år som majoriteten av arbetet med byggnationerna kommer att ske och därmed är det mest intressant att studera dessa år. Data som samlades in gällde både för elkonsumtion för olika byggprocesser och elkonsumtion för drift. Majoriteten av datan representerade effektförbrukning på månadsbasis och det behövde därmed göras antaganden för att få datan på timbasis. Därmed modellerades SKB:s energiförbrukning utifrån den synliga trenden av en tunnelcykel för att få den på timbasis, vilket är en betydande och elkrävande del av processen vid byggandet av ett slutförvar.

3.2.1 Data över effektförbrukning

För att få total effektförbrukning för samtliga anläggningar sammanställdes data för effektförbrukningen för driften av SFR, effektförbrukningen för utbyggnaden av SFR samt effektförbrukningen för utbyggandet av SFK. Data för driften av SFR representerade effektförbrukningen i kW på månadsbasis, denna antogs vara jämnt fördelad över dygnets timmar.

Data för utbyggnaden av SFR sträcker sig fram till och med 2031 där den sedan går ner på noll, då utbyggnaden av SFR förväntas vara färdig. Data över effektförbrukningen för tunneldrivning, vilket är en stor del av utbyggnadsfasen, fanns på timbasis då SFR-projektet har varit aktivt under några år. Datan över effektförbrukningen för tunneldrivningen sträcker sig över en vecka eftersom den ser likadan ut veckovis. Emellertid fanns det inte data på timbasis för hela processen eftersom utbyggnaden inte är färdig. Utifrån dessa förutsättningar antogs variationerna och trenderna i effektförbrukning som användes för tunneldrivningen vara densamma för resterande byggnadsprocesser. Detta resulterade i att datan för tunneldrivning skalades upp och ner för att stämma överens med de olika byggfaser som projektet planerar att följa. Detta uppnåddes genom att lokalisera det högsta timvärdet under tunneldrivningen och jämföra det med värdet för det maximala effektbehovet respektive månad. Då kunde en skalningsfaktor tas fram vilket medförde att resterande effektvärden för tunneldrivning kunde skalas upp för att stämma överens med månadens effektanvändning. Värdena som togs fram presenteras i en graf i början av resultatet för att få en övergripande bild av effektförbrukningen.

Samma process och metod användes för att få fram timdata för byggandet av SFK. Det som skiljer sig mellan projekten är att byggandet av SFK kommer att pågå under en längre tid och är ett mer omfattande projekt eftersom det är en ny anläggning. Detta leder således till ett större effektbehov. Månadsdatan som användes hade redan tagit detta i beaktande, det är därmed ingen större skillnad i tillvägagångssätt. När alla effektvärden hade tagits fram för respektive projekt kunde dessa värden summeras till totala effektvärden på timbasis för en vintervecka respektive en sommarvecka för varje år fram till och med år 2038.

3.3 Uppbyggnad av modell och simuleringar

För att kunna simulera ett batterilager, likt Vattenfalls batterilager i Uppsala som är uppbyggt på litiumjonbatterier, behövdes en del specifikationer bestämmas. Den första egenskapen som behövde bestämmas var upp- och urladdningskapacitet. En rapport som studerade bilbatterier och deras SoC använde sex scenarier med olika intervall för det maximala SoC som batteriet kunde laddas upp till och det maximala SoC som batteriet kunde laddas ur till. Med förutsättningen att kunna använda så stor del av batteriet som möjligt, utan för stor påverkan på batteriets livslängd, kom studien fram till att gränserna 10% för maximal urladdning och 90% för maximal uppladdning för optimal användning av batterilagret (Wanwan, Xu et al. 2023). En annan artikel nämner även att en standard inom elbilsindustrin är att ett fullt laddat elbilsbatteri i en elbil laddas bara upp till 90% och ett urladdat elbilsbatteri i en elbil laddas enbart ur till 10%-15% av batterikapaciteten (Wikner, E & Thiringer, T. 2018). Utifrån källorna ovan bestämdes upp- och urladdningskapaciteten till 90% respektive 10% för SKB:s batterilager.

När det gäller effektkapacitet och energilagringskapacitet varierade de parametrarna beroende på vilket av de scenarier som det simulerades för. Simuleringarna utgick från Vattenfalls batterilager i Uppsala på 20 MWh och 5 MW, som hypotetiskt sett var en rimlig storlek för SKB:s effektbehov. Det är ett befintligt batteri vilket var fördelaktigt att utgå ifrån för att få en rimlig riktning från början. När effektkapacitet och energilagringskapacitet skalades upp och ner antogs även att oavsett dimension var batterilagret av samma typ. Eftersom Vattenfall planerar att flytta batterilagret, skulle det vara teoretiskt möjligt att använda Vattenfalls befintliga batteri för att säkerställa effekt för SKB:s byggande av kärnbränsleförvaret. Batterilagret i Uppsala har ett C-tal som är 0.25, vilket var gemensamt för alla simuleringar eftersom samtliga baserades på samma typ av batterilager.

Under projektet har Matlab använts för att simulera batterilagret för varje scenario. Koden konstruerades genom att ta fram vilka parametrar och funktioner som krävdes för att efterlikna Vattenfalls batterilager i Uppsala. Det som specificerades i koden var upp och urladdningshastighet så att de, vid varje simulering, stämde överens med det C-tal som hade bestämts, se *Tabell 3.3*. Energilagringskapaciteten ändrades varje gång det skulle simuleras för ett nytt scenario. Effektuttaget från elnätet sattes till 8 MW och var

konstant oavsett scenario. Det enda tillfället då effektuttaget från elnätet sattes till andra värden var vid genomförandet av känslighetsanalysen.

Tabell 3.3 Parametrar för batterilager

Egenskaper	Värden
C-tal	0.25
Min SoC	10%
Max SoC	90%
DoD	80%
Effektuttag från elnätet	8 MW

När alla parametrar fastställts skapades Matlabkod för att läsa in Exceldokumentet med den totala effektförbrukningen per år. När filen hade lästs in gick filen igenom en loop som antingen laddade upp batteriet när det fanns effekt över från det tillåtna effektuttaget från elnätet eller laddade ur batteriet när effektförbrukningen var högre än det tillåtna effektuttaget från elnätet. I de fallen där batteriet var urladdat men det fortfarande fanns ett kvarvarande effektbehov, adderades denna siffra till en variabel kallad *Ej täckta kWh* som registrerade mängden kilowattimmar som batterilagret inte kunde täcka. Den siffran representerar således även den mängd som i stället behövde täckas med diesel. På samma sätt skapades en variabel kallad *Cykler* som registrerade antalet cykler under dessa två veckor som sedan skalades upp för att representera totala antalet cykler under ett helt år.

Det skapades även kod för att kunna urskilja om batteriet laddas upp under en låglast-timme eller under en höglast-timme. Dessa timmar summerades sedan i varsina variabler *Höglast* och *Låglast* och dessa tillsammans representerade den totala mängden effekt i kilowattimmar som batterilagret har kunnat täcka, även kallat *Täckta kWh*. Det antogs således att den el som batteriet laddar upp är samma mängd el som sedan laddas ur för att användas, därmed kommer den uppladdade elen att motsvara den mängd el som täcks. Till sist togs det fram en variabel *Ej täckt maxeffekt.* Denna variabel genererade det högsta överblivna momentana effektbehovet som varken kunde täckas med effektuttaget från elnät eller batterilager. Den variabeln lade grund för hur många dieselgeneratorer som behövde köpas in. Samtliga värden skalades upp med en faktor 26, eftersom simuleringarna enbart representerade två veckor, för att få 52 veckor som motsvarar ett helt år. Alla dessa variabler antecknades sedan i en tabell som presenteras i resultatet för varje scenario. Därefter implementerades kod för att kunna simulera för två veckor i en och samma graf. För att göra det tydligt för läsaren representerades vinterveckan av blå färg medan sommarveckan av röd. Utvalda grafer visas i resultatet medan alla grafer för samtliga år finns under bilagor.

Slutligen, för att tydligt illustrera fördelningen mellan effektuttaget från elnätet, batterilager och diesel skapades grafer där den ifyllda och färgade arean under

respektive graf motsvarade mängden tillförd kraft från respektive källa. I dessa grafer representerade blå färg effektuttaget från elnätet, grön färg batterilagret och röd färg dieselgeneratorerna. Dessa grafer skapades genom att bilda listor för andelen använt av det tillåtna effektuttaget från elnätet, *Täckta kWh* och *Ej täckta kWh*. Dessa grafer presenterades sedan i avsnitt *4.5. Sammanställning av resultat.*

3.4 Batteri- och Dieselkostnad

Den höga investeringskostnaden gör det utmanande att använda litiumjonbatterier för storskalig energilagring. Litiumjonbatteriet har ett högt inköpspris men jämfört med andra batterityper blir totala kostnaden trots detta oftast lägre (Elsäkerhetsverket 2022). Grundinvesteringen har de senaste åren dessutom sjunkit på grund av lägre komponentpriser och ökad produktion (BloombergNEF 2024). Mellan åren 2010–2019 minskade priset för litiumjonbatterier med 87% (Svenska Kraftnät 2022). År 2022 steg priserna tillfälligt på grund av rådande omständigheter i världen som bland annat Rysslands invasion av Ukraina (Svenska Kraftnät 2022). Men därefter minskade priset igen (BloombergNEF 2023; BloombergNEF 2024).

I Sverige antas priset för batterier ha en betydligt högre kostnad jämfört med i andra länder (BloombergNEF 2024). År 2022 låg priset för stationära batterier på över 1 MWh på ungefär 5000–6000 SEK och för elbilsbatterier på ungefär 3 500 SEK per kWh, detta inkluderar kostnad för installation (Svenska Kraftnät 2022). Till år 2030 uppskattas priset på litiumjonbatterier reduceras med 30% (Svenska Kraftnät 2022). År 2024 nåddes ett rekordlågt pris på $115 per kWh. För elbilsbatterier låg kostnaden något lägre, $97 per kWh (BloombergNEF 2024). Det lägsta genomsnittliga batteripriset var i Kina på $94 per kWh. Europas priser var 48% högre, vilket skulle motsvara en kostnad på $139.12 per kWh (BloombergNEF 2024). Utöver kostnad för själva batteriet tillkommer även systemkostnader. Enligt Fu m.fl. (2018) motsvarar systemkostnaden för ett batteri som kan laddas ur på 4 timmar en systemkostnad på $171.

Beräkningar har genomförts för en investering i dieselgeneratorer. Att investera i en dieselgenerator som kan leverera 560kW uppgår till 1.25 miljoner SEK. Tillhörande dieseltank på 3m^3 har en kostnad på cirka 50 tusen SEK, en transformator på 1.6 MVA kostar 1.25 miljoner SEK och synkroniserings- och lastdelningsställverk har en kostnad på 350 tusen SEK. För att ett system ska kunna leverera 1.68 MW behövs tre dieselgeneratorer, fyra dieseltankar, en transformator och ett synkroniserings- och lastdelningsställverk. Kostnaden för att investera i en dieselgenerator med tillhörande systemkomponenter som kan leverera ungefär 1.68 MW ligger således på 6.25 miljoner SEK (SKB 2025b).

3.4.1 Val av kostnadsparametrar

Att uppskatta exakt kostnad för ett batterilager är högst komplext eftersom batterimarknaden är under ständig utveckling och priset för ett batterilager varierar

mellan olika källor. Eftersom priset är högre i Sverige jämfört med i andra länder var det lämpligt att använda en källa som utgick från ett europeiskt pris. Svenska Kraftnäts pris på elbilsbatterier och storskaliga batterier för år 2022 ansågs något högt eftersom det kan konstateras att priset har gått ner sedan dess. Batteripriset från år 2024 på $139.12 per kWh ansågs därför som ett lämpligare pris, eftersom det batteripriset var relativt nytt och tog hänsyn till den europeiska marknaden. Med en genomsnittlig kurs på 10.572 SEK för 2024 (Exchange Rates 2024), motsvarar det en kostnad på cirka 1471 SEK per kWh. För att även ta systemkostnaden i beaktande, används priset på $171 per kWh. Med ett genomsnittligt värde för växelkursen från 2018, då en dollar motsvarade 8.72 SEK, resulterade det i en systemkostnad på 1491 SEK per kWh. Detta resulterar i en total batterikostnad på 2962 SEK per kWh. Kostnaden för dieselgeneratorer som används är 6.25 miljoner SEK per 1.68 MW.

Vid kostnadsberäkning av batterilagret behövdes även kostnaden för den el som batteriet laddas upp med tas i beaktande. Eftersom en fördel med batterier är att det kan laddas upp vid lägre efterfrågan på el, var det fördelaktigt att dela in beräkningen i låg- respektive höglasttid. Perioder när det råder hög efterfrågan på el och priset är högt kallas för höglast medan när det råder lägre efterfrågan och priset är lågt kallas för låglast. Vid beräkning av kostnad för el har timmarna på dygnet därför delats upp i låg- respektive höglasttimmar, för att kunna multipliceras med olika priser för el. I detta arbete antogs högpristid förekomma vardagar mellan klockan 07–20, månaderna november till och med mars. Övrig tid räknades som lågpristid (Mälarenergi 2025).

Elpriset vid hög- och låglast som användes för beräkning av driftkostnad fastställdes utifrån elprishistorik från Elbruk och Nordpools marknadsdata. En dag i februari med typiskt utseende för elprisutveckling över ett dygn valdes ut. Ett medelvärde för låg- respektive höglast togs fram. Denna skalades sedan upp med en skalningsfaktor som beräknades fram mellan Elbruks medelvärde för den specifika dagen viktat mot Nordpools medelvärde för hela månaden. Detta tillvägagångssätt resulterade i ett pris på 22 öre/kWh för låglast och 86 öre/kWh för höglast (Nordpool 2025; Elbruk 2025).

För att beräkna kostnaden för investering i dieselgeneratorer användes SKB:s interna prisoptimering. Kostnaden som användes för traditionellt dieselbränsle uppgick till 16.99 SEK per liter den 19 mars (GlobalPetrolPrices. 2025) och 19.58 SEK per liter för HVO100-bränsle (OKQ8 2025). För traditionell diesel motsvarar en liter 35.3 megajoule (Vi Bilägare 2023) vilket ger ett pris på 1.71 SEK per kilowattimme. På samma sätt genererar en liter miljödiesel, HVO100, 34.4 Megajoule (Energifabriken u.å.), vilket resulterar i ett pris på 2.05 SEK per kilowattimme. Under resterande del av rapporten kommer traditionellt diesel att benämnas som diesel och HVO100 kommer att benämnas som enbart HVO. *Tabell 3.4.1* nedan innehåller de kostnadsparametrar som använts vid beräkning av kostnaden för de olika scenarierna.

Tabell 3.4.1 Parametrar för kostnad

Egenskaper	Värden
Batterikostnad	2962 SEK per kWh
Driftkostnad el Höglast	86 öre per kWh
Driftkostnad el Låglast	22 öre per kWh
Dieselgeneratorkostnad	6.25 milj. SEK per 1.68 MW
Driftkostnad Diesel	1.71 SEK per kWh
Driftkostnad HVO	2.05 SEK per kWh
Koldioxidutsläpp Diesel	261.7 kg per MWh
Koldioxidutsläpp HVO	54 kg per MWh
Koldioxidutsläpp el	20 kg per MWh

3.4.2 Kostnadsberäkningar

Kostnaden för batterilagret ges av *Ekvation 1* nedan,

$$Batterilager_{Kostnad}[SEK] = Batterilager_{Kostnad}\left[\frac{SEK}{kWh}\right] \times Batteri_{Kapacitet}[kWh] \quad (1)$$

Där $Batterilager_{Kostnad}$ motsvarar investeringskostnaden i SEK per kWh för ett batterilager där kostnaden för både batteri och systemkostnader runt omkring är inkluderade medan $Batteri_{Kapacitet}$ är den installerade kapaciteten i kWh, som motsvarar den totala energilagringskapaciteten, den energimängd som batterilagret kan lagra.

Den totala kostnaden som det blir av att ladda batterilagret ges i *Ekvation 2*.

$$El_{Driftkostnad}[SEK] = Elpris_{Låglast}\left[\frac{SEK}{kWh}\right] \times Elmängd_{Låglast}[kWh] + Elpris_{Höglast}\left[\frac{SEK}{kWh}\right] \times Elmängd_{Höglast}[kWh] \quad (2)$$

Där $Elpris_{Låglast}$ är det genomsnittliga elpriset för elområde 3 vid låglast, medan $Elpris_{Höglast}$ är det vid höglast. $Elmängd_{Låglast}$ motsvarar den totala mängden el som laddas upp i batterilagret vid låglast och $Elmängd_{Höglast}$ vid höglast.

Vid beräkning av total kostnad för varje enskilt scenario adderades kostnaden för batterilagret med kostnaden för el driftkostnaden, se *Ekvation 3* nedan.

$$Batterilager_{Total\ kostnad}[SEK] = Batterilager_{Kostnad}[SEK] + El_{Driftkostnad}[SEK] \quad (3)$$

För att beräkna vad kostnaden blir för att använda diesel som energireserv behöver följande kostnader tas i beaktande: Investeringskostnaden för dieselgenerator och kostnad för den mängd diesel som används vid drift.

Den totala kostnaden för hela dieselsystemet representeras i *Ekvation 4* nedan.

$$Dieselsystem_{Kostnad}[SEK] = Dieselgenerator_{Kostnad}[SEK] + Diesel_{Driftkostnad}[SEK]$$
(4)

Där $Dieselgenerator_{Kostnad}$ motsvarar kostnaden för själva dieselaggregatet och $Diesel_{Driftkostnad}$ representerar kostnaden för den mängd diesel som används.

3.5 Merkostnadsanalys

I denna rapport har en merkostnad för koldioxidreduktion räknats ut för att avgöra vilket eller vilka av scenarierna som var lönsamma utifrån Vattenfalls hållbarhetsdirektiv. Eftersom SKB inte har en egen parameter för detta har Vattenfall eldistributions interna pris på 7 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp använts som ett referensvärde. För att då ta reda på om något eller flera av scenarierna höll sig inom denna gräns behövde beräkningar utföras. Alla parametrar som togs fram baserades på en jämförelse mellan det aktuella scenariot och ett scenario där all effektanvändning täcktes med enbart traditionell diesel. Detta är på grund av att det är lösningen som troligtvis kommer användas om inte effektuttaget från elnätet ökas eller om ett batterilager inte implementeras. *Tabell 3.5* nedan innehåller de värden som användes för det fallet då all effektanvändning skulle täckas med effektuttaget från elnätet tillsammans med dieselgeneratorer.

Investeringskostnaden för dieselgeneratorerna ligger på 31.3 miljoner SEK vilket krävs för att klara den högsta överblivna effekten under dessa år på 6.785 MW efter att 8 MW från elnätet har täckt resterande effektbehov. Driftkostnaden för att täcka allt kvarvarande effektbehov uppgår till en kostnad på 78.5 miljoner SEK. Sammanlagt blir således den totala kostnaden 110 miljoner SEK. Genom att ta i beaktande att diesel släpper ut 261.7 kilogram per producerad MWh resulterar det i drygt 12 miljoner kilogram koldioxidekvivalenter som släpps ut, se *Tabell 3.5*.

Tabell 3.5 Lösning med enbart diesel

Egenskaper	Värden
Investeringskostnad	31.3 milj. SEK
Driftkostnad	78.5 milj. SEK
Total kostnad	110 milj. SEK
Koldioxidutsläpp	12 milj. kg

Beräkningarna som utfördes för att få fram merkostnaden för koldioxidreduktion per scenario bestod av att först beräkna skillnaden i pris och skillnaden i koldioxidutsläpp. Sedan dividerades prisskillnaden genom mängden minskade koldioxidutsläpp. Detta resulterade i en siffra som representerade merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp för det specifika scenariot, se *Ekvation 5* nedan.

$$Merkostnad\left[\frac{SEK}{kg}\right] = \frac{Kostnad_{Differans}[SEK]}{Koldioxidutsläpp_{Differans}[kg]} \quad (5)$$

3.6 Känslighetsanalys

För att undersöka robustheten i det framtagna resultatet genomfördes en känslighetsanalys. Under känslighetsanalysen ändrades värdet på effektuttaget från elnätet för att se hur det påverkar resultatet. Eftersom det finns en osäkerhet kring storleken på det tillåtna effektuttaget från elnätet i framtiden är det högst relevant att undersöka och se hur det skulle kunna påverka resultatet. Totalt testades två olika värden för effektuttaget från elnätet med utgångspunkt ifrån det SKB har idag. Detta applicerades på varje simulering för varje scenario för att se om det förändrar resultatet till det bättre eller det sämre.

Inledningsvis testades en ökning till 10 MW för att studera dess påverkan. Eftersom målet var att använda så lite diesel som möjligt studerades hur mycket mer effekt som kunde täckas med en ökning på 25%. Där noterades den ursprungliga täckningsgraden i procent och den ursprungliga kostnaden för att sedan räkna ut den nya täckningsgraden och därmed även den nya kostnaden för scenariot. Sedan testades ytterligare ett hypotetiskt värde för effektuttaget från elnätet för att studera dess konsekvenser. Denna gång höjdes effektuttaget till 12 MW. Scenarierna jämfördes på samma sätt som tidigare, med fallet att täcka allt med enbart diesel, för respektive utökning.

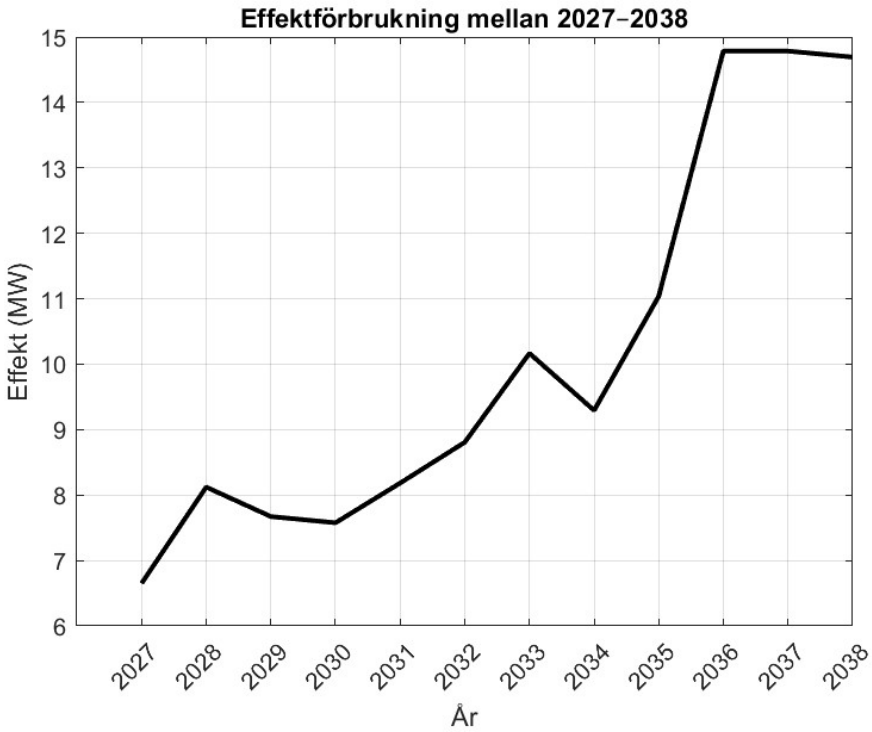
Den ursprungliga och nya täckningsgraden beräknades genom att summera all effektanvändning för det året med högst effektanvändning. Känslighetsanalysen genomfördes för det året med högst effektförbrukning på grund av att det året avgjorde antalet dieselgeneratorer som behövs, och därmed hade en stor påverkan på kostnaden. Utöver detta gick det även att anta att det året även kommer ha högst andel diesel.

Efter att den totala effektanvändningen hade tagits fram användes den ursprungliga mängden *Ej täckta kWh* med ett effektuttag från elnätet på 8 MW för att ta fram den ursprungliga täckningsgraden. När den nya täckningsgraden beräknades togs nya värden fram för *Ej täckta kWh* för året med högst effektförbrukning med ett effektuttag från elnätet på 10 MW. Slutligen delades dessa värden med den totala effektanvändningen för att få fram andelen effekt som inte täcks av effektuttag från elnätet och batterilager. Till sist subtraherades detta värde från ett för att få fram täckningsgraden. När det gäller den nya kostnaden användes samma metod som i tidigare kostnadsberäkningar för att få fram det uppdaterade värdet. Se *Ekvation 6* nedan.

$$Täckningsgrad[\%] = 1 - \frac{Ej\ täckta\ kWh_{Högsta\ året}[kWh]}{Total\ effektförbrukning_{Högsta\ året}[kWh]} \quad (6)$$

4. Resultat

Följande avsnitt inleds med en graf över den förväntade effektförbrukningen på årsbasis år 2027 till 2028, se *Figur 4*. Därefter följer delavsnitt med simuleringsresultat för varje scenario. Varje delavsnitt innehåller grafer över batterianvändning och en tabell som redovisar battericykler, täckt och ej täckt effekt samt ej täckt maxeffekt. Grafer över batterianvändningen redovisas för åren 2027, 2032, 2035 och 2037. Varje delavsnitt innehåller även ett ekonomiavsnitt som behandlar kostnader och utsläpp kopplade till varje scenario. För att sammanställa resultaten följer ett avsnitt som illustrerar effektfördelningen mellan effektuttag från elnät, batterilager och dieselgeneratorer. Avslutningsvis presenteras känslighetsanalysen som analyserar hur resultaten påverkas vid en höjning av effektuttag från elnätet.

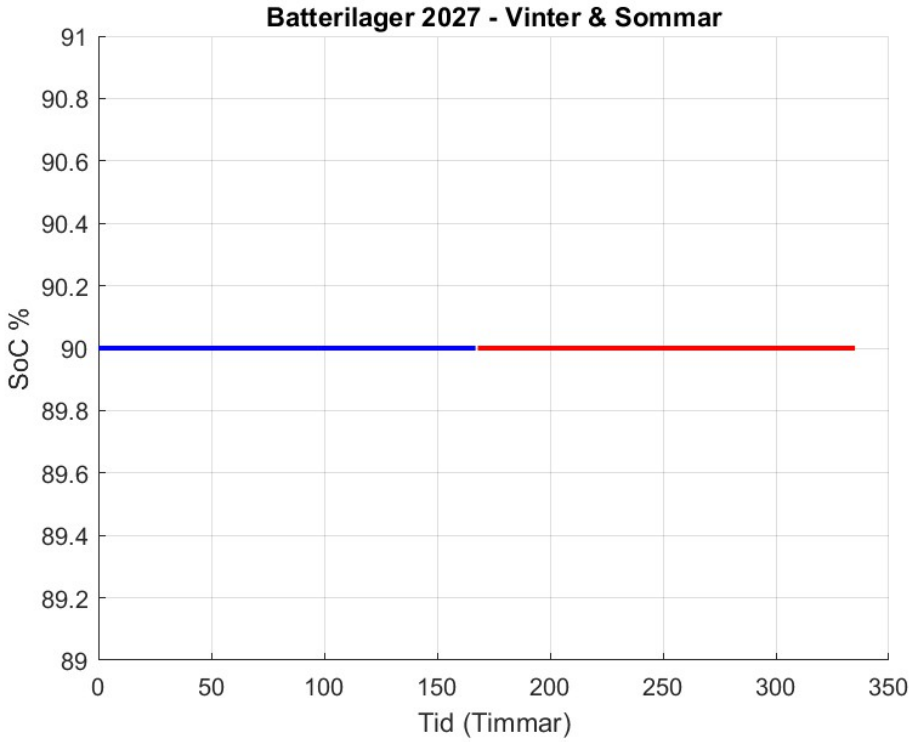


Figur 4. Förväntad effektförbrukning år 2027 till 2038

4.1 Scenario 1: Batterilager 200MWh, 5MW

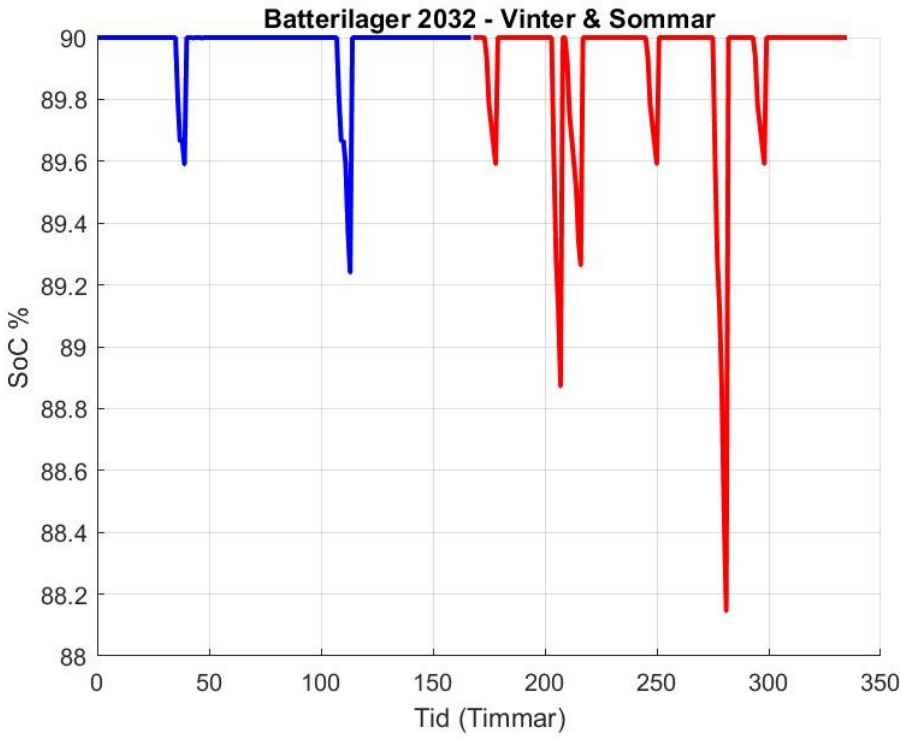
För det första scenariot, Scenario 1, finns det inget behov för ett batterilager under 2027 då all effektförbrukning redan täcks av effektuttaget från elnätet, se *Figur 4.1a*. Batterilagret är konstant fulladdat både sommar- och vinterhalvår. Det finns ett minimalt behov för batterilagret under 2028. Notera i *Tabell 4.1* att batteriet knappt genomgår 0.05 cykler under detta år, vilket tyder på en mycket låg nyttjandegrad. För 2029 och 2030 täcks återigen all effektförbrukning med effektuttaget från elnätet. Under

2031 används batteriet på nytt men på en minimal nivå, se i *Tabell 4.1*, där batterilagret knappt genomgår 0.1 cykler.



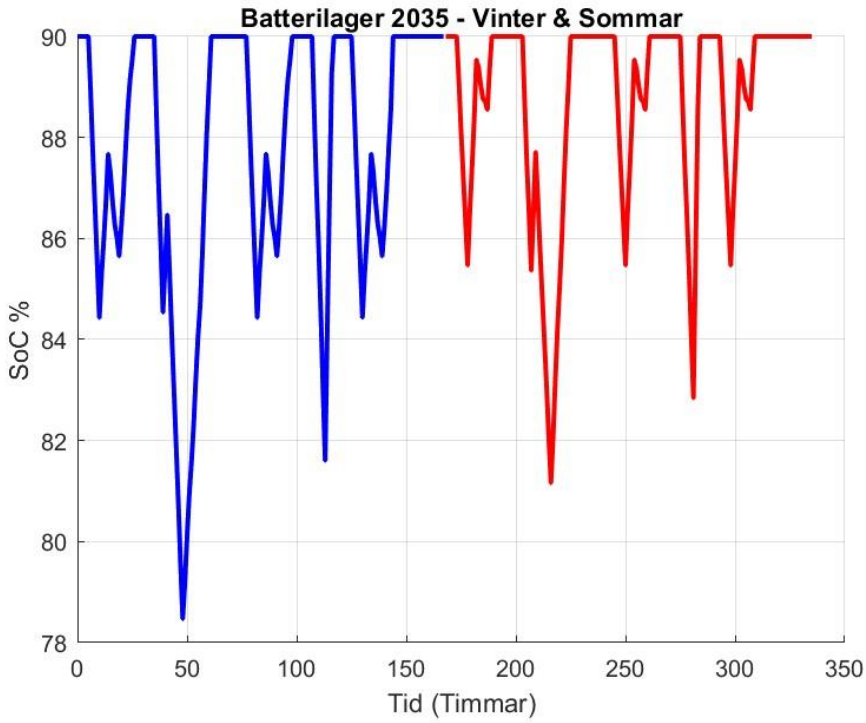
Figur 4.1a. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2027.

Batteriet börjar nyttjas mer från år 2032. Notera i *Figur 4.1b* att det sker en ökning i effektanvändning under sommarhalvåret, detta beror på den utökade bergsdriften som påbörjas. Emellertid nyttjas endast upp till 2.5% av hela DoD. Batteriet kan ladda ur från 90% ned till 10% men i detta fall laddas batteriet enbart ur till drygt 89% under vinterhalvår och 88% under sommarhalvår. Nyttjandegraden är som tidigare minimal och under året 2032 genomgår batteriet strax under två cykler, vilket illustreras i *Tabell 4.1*. Under 2033 och 2034 sker en ökning i effektförbrukning och batteriet används därmed mer frekvent. År 2033 har en högre effektanvändning jämfört med 2034.



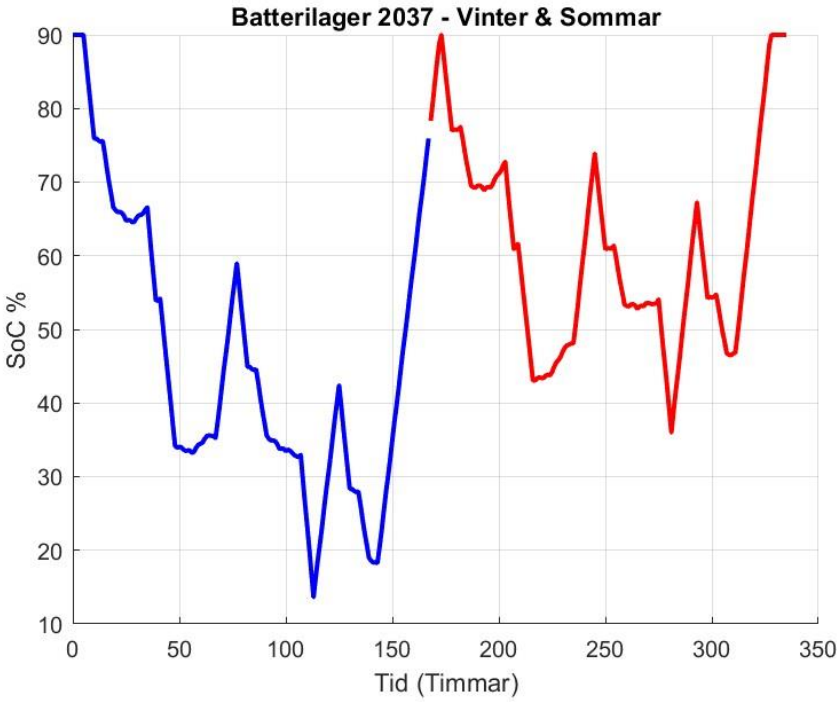
Figur 4.1b. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2032.

I *Figur 4.1c*, som representerar grafen för år 2035, framgår en högre användning av batterilagret jämfört med tidigare år. Som tidigare är det dock en mindre andel av batterilagret som nyttjas. Den djupaste urladdningen motsvarar cirka 12%, vilket inträffar under vinterhalvåret. Under sommarhalvåret sker det som mest en urladdning på 9%. Detta tyder på en låg nyttjandegrad av batteriet och att effektförbrukningen är högre under vintern jämfört med sommaren detta år.



Figur 4.1c. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2035.

Avslutningsvis, för år 2037 redovisas i *Figur 4.1d*, en hög nyttjandegrad av batterilagret. Detsamma gäller för åren 2036 och 2038, som har en liknande effektförbrukning, se *Tabell 4.1*. Även vinterhalvårets högre effektförbrukning kan noteras jämfört med sommarhalvåret. Eftersom batterilagret enskilt täcker allt effektbehov återstår inga kilowattimmar som behöver täckas med diesel, detta redovisas i *Tabell 4.1*, i kolumnerna *Ej täckta kWh* och *Ej täckt maxeffekt*. Det är först under dessa år med en högre effektförbrukning som ett batterilager med en energilagringskapacitet på 200 MWh och en maxkapacitet på 50 MW nyttjas fullt ut.



Figur 4.1d. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2037.

I *Tabell 4.1* nedan redovisas de kilowattimmar som ej täcks av varken effektuttag från elnät eller batterilager. Eftersom effektuttaget från elnätet och batterilagret i detta scenario genererar tillräckligt med effekt så återstår inget överblivet effektbehov, se *Ej täckta kWh* och *Ej täckt maxeffekt*. Notera att antalet låglasttimmar är fler än höglasttimmar. Detta beror på att batteriet har möjlighet att ladda upp mer under exempelvis kvällar och nätter, som vanligtvis innebär låglasttid, då SKB:s totala effektförbrukning är lägre.

Tabell 4.1. Scenario 1: Batterilager 200 MWh, 50 MW.

År	Cykler	Täckta kWh		Ej täckta kWh	Ej täckt maxeffekt kW
		Höglast	Låglast		
2027	0	0	0	0	0
2028	0.05	7894	0	0	0
2029	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0
2031	0.098	0	15 655	0	0
2032	1.99	61 021	257 289	0	0
2033	14.94	733 418	1 657 601	0	0
2034	6.06	418 288	551 808	0	0
2035	25.86	978 523	3 158 657	0	0
2036	79.61	410 198	12 327 102	0	0
2037	79.61	410 198	12 327 102	0	0
2038	78.74	432 550	12 165 205	0	0

4.1.1 Ekonomi och utsläpp

Investeringskostnaden för ett batteri på 200 MWh och 50 MW som avser att kunna täcka det effektbehov som effektuttaget från elnätet inte kan täcka, uppgår till drygt 590 miljoner SEK, se *Tabell 4.1.1* nedan. Summeringen av kostnaden för alla låg- respektive höglasttimmar under åren då batteriet laddas upp resulterar i en total driftkostnad på drygt 12 miljoner SEK. Att enbart täcka effektbehovet med hjälp av batterilagring medför således en total kostnad på drygt 600 miljoner SEK. Batterilagret täcker det återstående effektbehovet som effektuttaget från elnätet inte kan täcka, därmed behövs ingen diesel för detta scenario.

Tabell 4.1.1. Kostnad Scenario 1: Batterilager 200 MWh, 50 MW.

	Batterilager	Dieselgeneratorer
Investeringskostnad	592.4 milj. SEK	0 SEK
El driftkostnad	12.3 milj. SEK	0 SEK
Total kostnad	604.7 miljoner SEK	

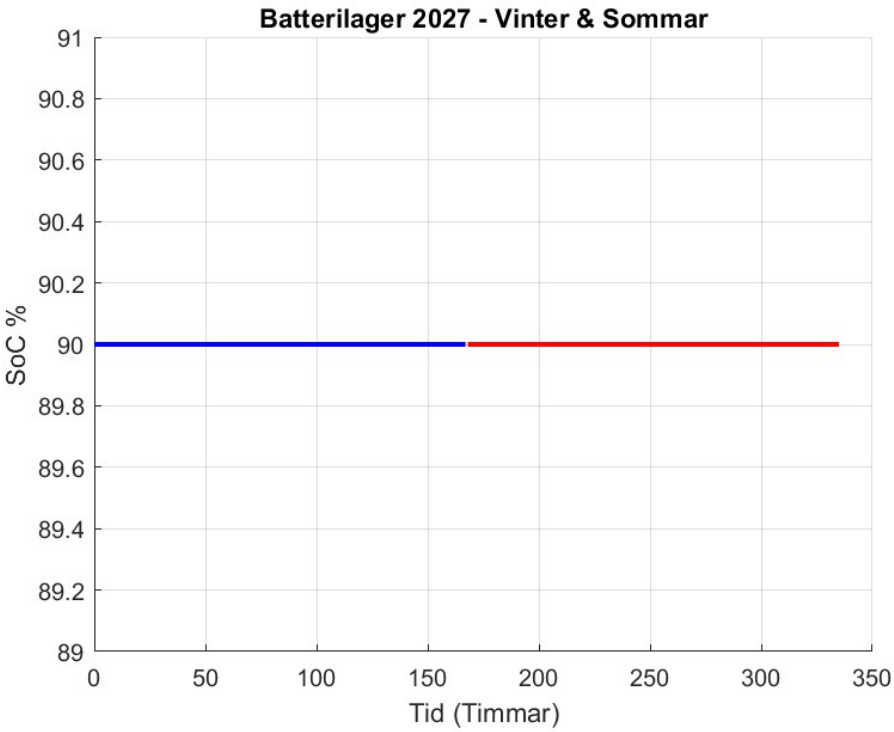
Scenario 1 har en högre kostnad jämfört med att täcka hela effektbehovet med enbart diesel. Kostnadsskillnaden uppgår till närmare 495 miljoner SEK, se *Tabell 4.1.2*. Minskningen i koldioxidutsläpp är 11.1 miljoner kilogram med en merkostnad per eliminerat kilogram koldioxid på 44.58 SEK. Detta innebär således att om SKB vill eliminera koldioxidutsläppen som det blir av att täcka allt effektbehov med enbart diesel medför det en merkostnad på 44.58 SEK per eliminerat kilogram koldioxid.

Tabell 4.1.2. Jämförelse mellan Scenario 1 och att täcka allt med enbart diesel.

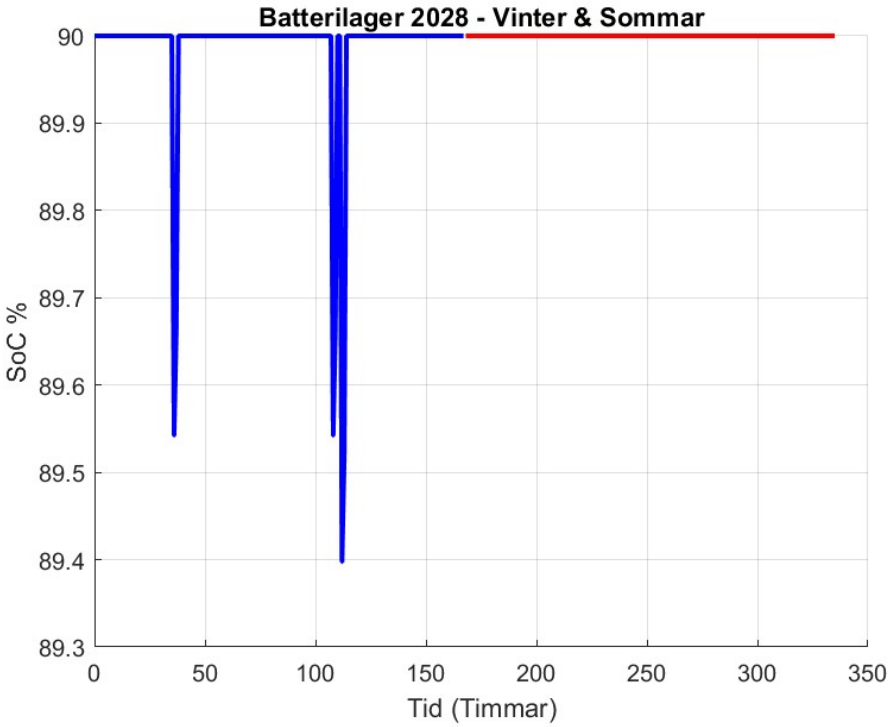
	Batterilager
Koldioxidutsläpp	0.918 milj. kg
Skillnad i kostnad jämfört med enbart diesel	11.1 milj. kg
Minskade koldioxidutsläpp	494.7 milj. SEK
Merkostnad per eliminerat kilogram CO2	44.58 SEK

4.2 Scenario 2: Batterilager 20 MWh, 5 MW

Scenario 2 stämmer överens med tidigare scenario kring att batterilagret inte används år 2027, se nedan i *Figur 4.2a*. Den ursprungliga laddningen på 90% håller sig konstant under både vinter- och sommarvecka. Detta tyder således på att det aktuella effektuttaget från elnätet på 8 MW täcker allt effektbehov som SKB har för detta år. Batterilagret används minimalt år 2028 och 2031, se *Tabell 4.2* nedan. I *Figur 4.2b* illustreras den minimala användningen som blir av batteriet under vinterhalvåret 2028. Liknande trend sker under 2031 men för sommarhalvåret.

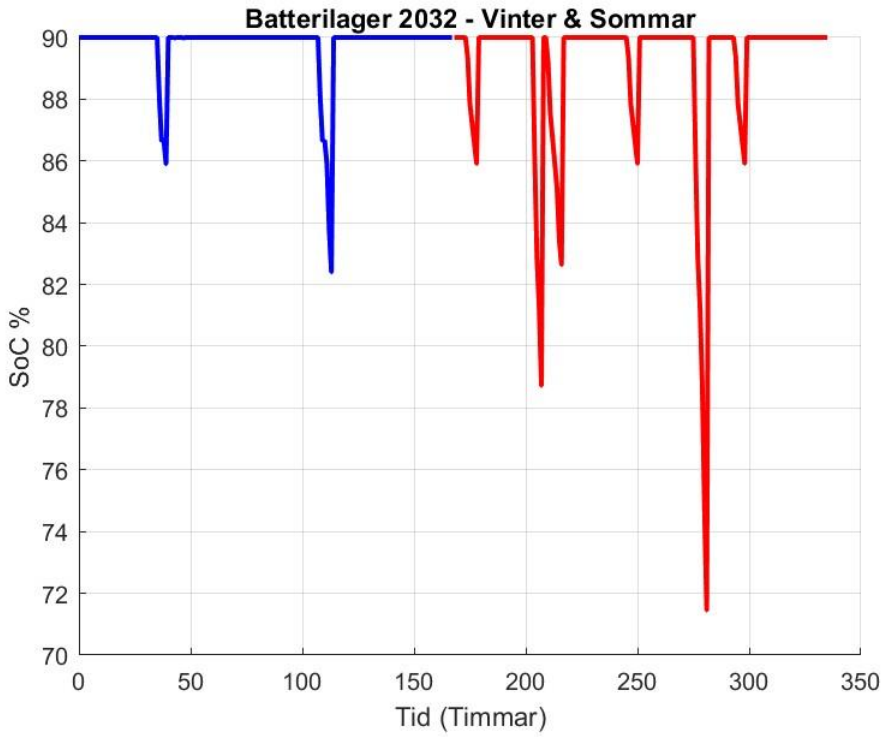


Figur 4.2a. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2027.



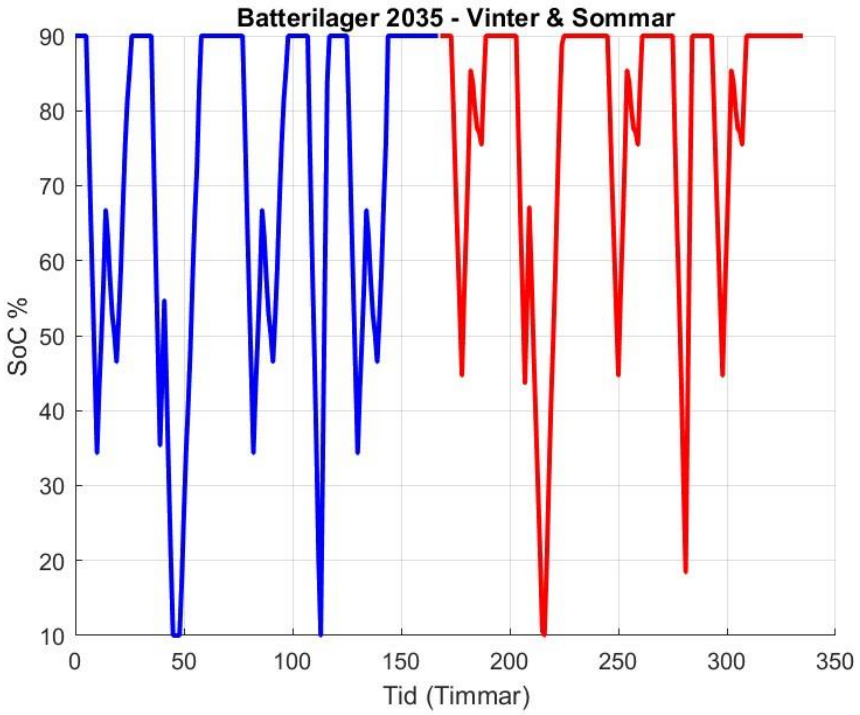
Figur 4.2b. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2028.

På samma sätt, år 2032, finns det en användning av batterilagret. Effektförbrukningen visar en markant ökning jämfört med tidigare år, vilket framgår i *Figur 4.2c*. Det används mer effekt under sommarhalvåret jämfört med vinterhalvåret på grund av den utökade bergsdriften. Trots att det uppstår en ökning i effektförbrukning och nyttjande av batterilagret, är det knappt 20% som används. Värdena för 2033 och 2034 i *Tabell 4.2* visar att effektförbrukningen ökar ytterligare under 2033 jämfört med 2032 för att sedan gå ner igen år 2034. Antalet cykler ökar år 2033 jämfört med 2032 och all effektförbrukning täcks fortfarande av effektuttaget från elnätet tillsammans med batterilagret. För år 2034 minskar dessutom antalet cykler.



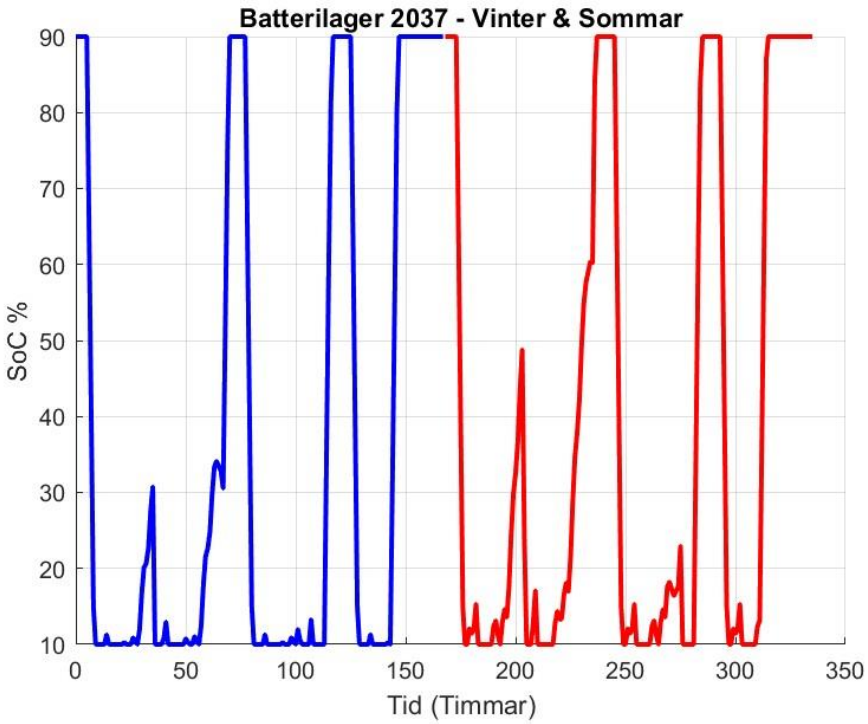
Figur 4.2c. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2032.

Vidare, i *Figur 4.2d* som representerar år 2035 förekommer en högre effektförbrukning och behovet av ett batterilager är således högt. Under detta år nyttjas hela batterilagrets DoD vilket innebär att SoC går från 90% ner till 10%. Det förekommer flest antal cykler detta år, se *Tabell 4.2.* Detta indikerar på en hög nyttjandegrad av batteriet. Effektförbrukningen är högre under vinterhalvåret eftersom det sker fler djupa urladdningar. År 2035 är det första året där effektuttaget från elnätet tillsammans med batterilagret inte kan täcka all effektförbrukning. Den överblivna maxeffekten som ej kan täckas detta år uppgår till drygt 2.4 MW, se *Tabell 4.2.*



Figur 4.2d. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2035.

För år 2037 används batterilagret i hög grad men jämfört med tidigare år är det urladdat under längre tidsperioder, se *Figur 4.2e* nedan. Liknande trend gäller för år 2036 och 2038, se *Tabell 4.2*. Batterilagret laddas upp något mer under sommarmånaderna jämfört med vintermånaderna. Detta leder till en något högre nyttjandegrad under sommarhalvåret. Under vinterhalvåret är det en högre effektförbrukning vilket innebär att det inte går att ladda upp batteriet lika mycket. Det är därmed urladdat under längre tidsperioder jämfört med sommarhalvåret. År 2036 och 2037 är de åren med högst effektförbrukning medan 2038 har en något reducerad effektförbrukning. Skillnaden är dock inte stor, vilket går att utläsa i *Tabell 4.2*.



Figur 4.2e. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2037.

I *Tabell 4.2* redovisas de kilowattimmar som inte täcks av batterilagret och i stället behöver täckas med diesel. Detta gäller för det här scenariot från år 2035 och framåt. Den högsta effekten som effektuttaget från elnätet tillsammans med batterilagret inte klarar av att täcka ligger på 6.785 MW och förekommer under åren 2036 och 2037. Detta värde ligger till grund för hur hög effekt som dieselgeneratorerna behöver kunna leverera. Värdena för de kilowattimmarna som ej täcks avgör mängden diesel som behövs.

Tabell 4.2. Scenario 2: Batterilager 20 MWh, 5 MW.

År	Cykler	Täckta kWh		Ej täckta kWh	Ej täckt maxeffekt kW
		Höglast	Låglast		
2027	0	0	0	0	0
2028	0.49	7894	0	0	0
2029	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0
2031	0.98	0	15 655	0	0
2032	19.89	61 021	257 289	0	0
2033	149.44	722 238	1 668 781	0	0
2034	60.63	406 075	564 020	0	0
2035	243.07	784 773	3 104 370	248 035	2444
2036	198.36	404 482	2 769 296	9 563 523	6785
2037	198.36	404 482	2 769 296	9 563 523	6785
2038	199.67	426 724	2 768 001	9 403 030	6693

4.2.1 Ekonomi och Utsläpp

I *Tabell 4.2.1* redovisas kostnaderna för Scenario 2. Investeringskostnaden för batterilagret är baserad på energilagringskapaciteten på 20 MWh. Dieselgeneratorerna ska kunna möta den överblivna högsta effekten på 6.785 MW, se *Tabell 4.2* ovan, som infaller första gången år 2036. Detta resulterar i en kostnad på 31.25 miljoner SEK. Sammanlagt blir det en total investeringskostnad på drygt 90 miljoner SEK. Driftkostnaden för batterilagret motsvaras av kostnaden det blir av att ladda upp batteriet under låg- respektive höglasttimmar.

Driftkostnaden för dieselgeneratorerna motsvarar i stället kostnaden för det bränsle som används, beroende på om det är diesel eller HVO. Driftskostnaden för både el och bränsle uppgår till 55 miljoner SEK vid användning av diesel och 65 miljoner SEK vid HVO. Total kostnad för både investering och drift för batteri och dieselgeneratorer, med diesel som bränsle, uppgår till drygt 146 miljoner SEK. Om HVO i stället används som bränsle landar kostnaden på drygt 155 miljoner SEK.

Tabell 4.2.1. Kostnad Scenario 2: Batterilager 20 MWh, 5 MW.

	Batterilager, dieselgenerator Diesel [milj. SEK]	Batterilager, dieselgenerator HVO [milj. SEK]
Investeringskostnad batteri	59.2	59.2
Investeringskostnad dieselgenerator	31.25	31.25
Driftkostnad el	38.5	45
Driftkostnad bränsle	16.5	19.78
Total systemkostnad	146.1	155.3

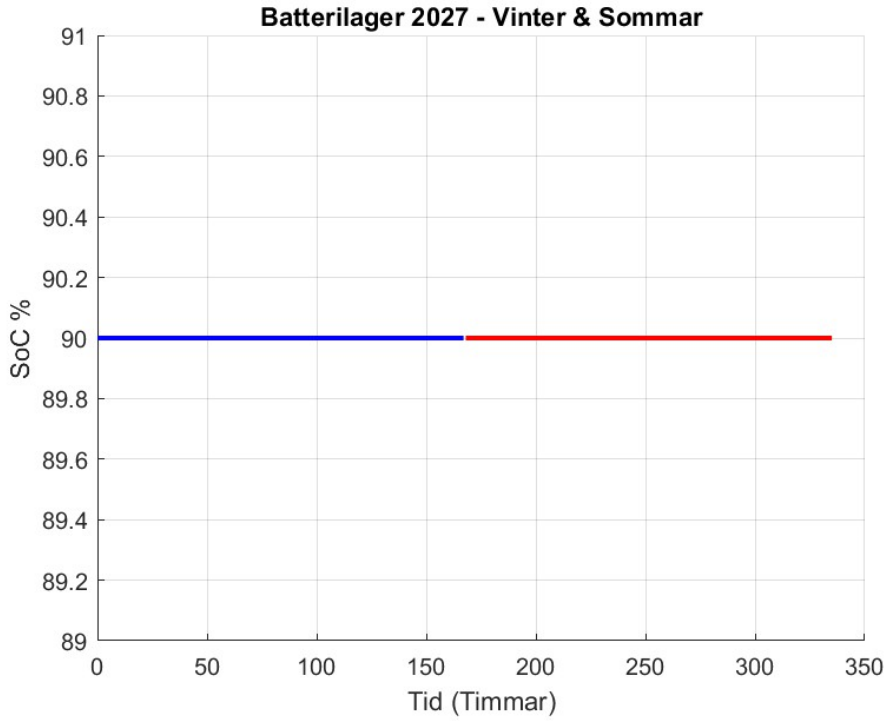
Eftersom batterilagret för Scenario 2 inte enskilt kan täcka allt effektbehov, behövs även dieselgeneratorer. Koldioxidutsläppen från elen som laddas upp tillsammans med koldioxidutsläppen från antingen diesel eller HVO ligger på 7.87 respektive 1.89 tusen ton. Vid användning av HVO blir utsläppen nästan 6 tusen ton lägre än vid användning av diesel. Jämfört med att täcka allt med diesel blir kostnaderna 36.1 miljoner SEK mer vid användning av diesel och 45.3 miljoner SEK mer vid användning av HVO. Merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid uppgår till 8.71 SEK vid förbrukning av diesel respektive 4.48 SEK för HVO, se *Tabell 4.2.2.*

Tabell 4.2.2. Koldioxidutsläpp, jämförelse med att täcka allt med enbart diesel och merkostnad per eliminerat

	Batterilager - dieselgenerator Diesel	Batterilager - dieselgenerator HVO
Koldioxidutsläpp	7.87 milj. kg	1.89 milj. kg
Minskade koldioxidutsläpp	4.14 milj. kg	10.12 milj. kg
Skillnad i kostnad jämfört med enbart diesel	36.1 milj. SEK	45.3 milj. SEK
Merkostnad per eliminerat kilogram CO2	8.71 SEK	4.48 SEK

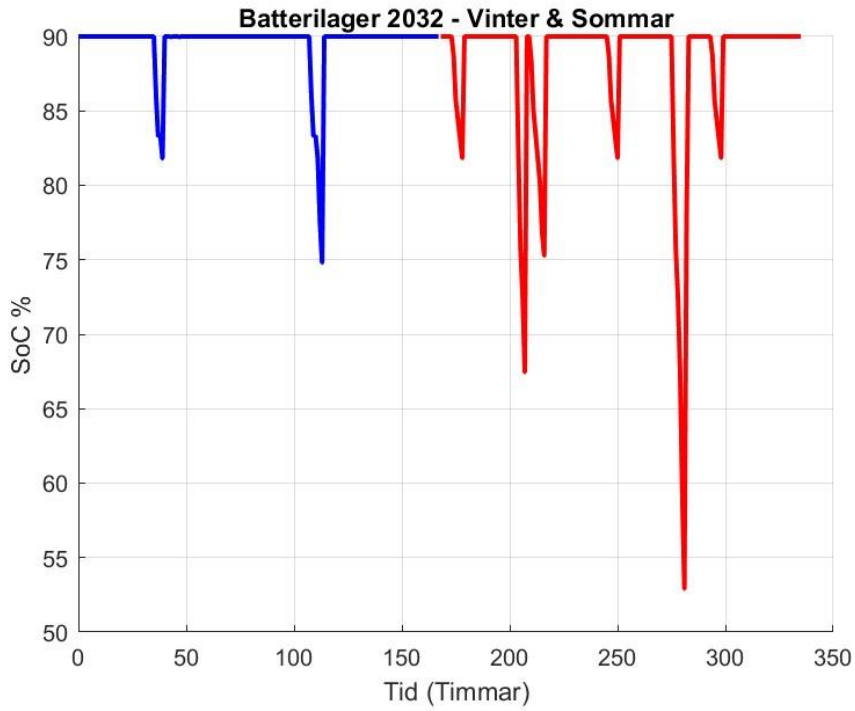
4.3 Scenario 3: Batterilager 10 MWh, 2.5 MW

På samma sätt som i tidigare scenarier har inte SKB ett behov av ett batterilager under 2027 eftersom batterilagret fortsätter vara fulladdat hela året, se *Figur 4.3a.* Detta gäller även för år 2029 och 2030. Under 2028 och 2031 används batterilagret minimalt, se *Tabell 4.3*. Antalet cykler är få vilket tyder på en låg nyttjandegrad.



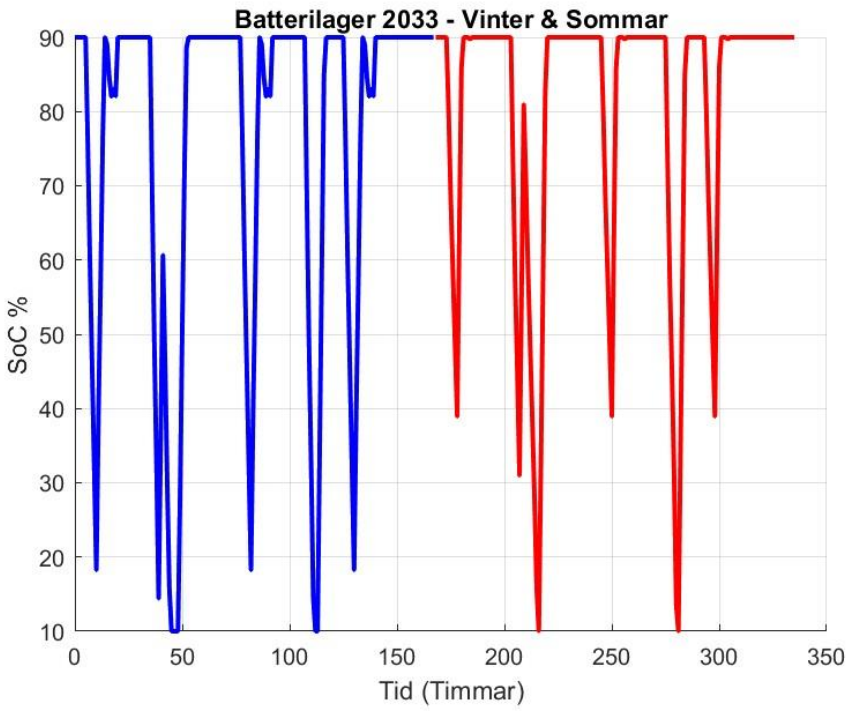
Figur 4.3a. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2027.

Från och med år 2032, sker en ökning i effektförbrukning, se *Figur 4.3b*. Den största ökningen sker under sommarhalvåret vilket skiljer sig jämfört med trenden för övriga år, detta beror på av samma anledning som tidigare - att bergdrivningen utökas under sommaren. Under 2032 laddar batteriet ur som mest till 37% och under vinterhalvåret används desto mindre, närmare bestämt 15%. Dessutom framgår det att all effektförbrukning täcks av effektuttaget från elnätet tillsammans med batterilagret under detta år.



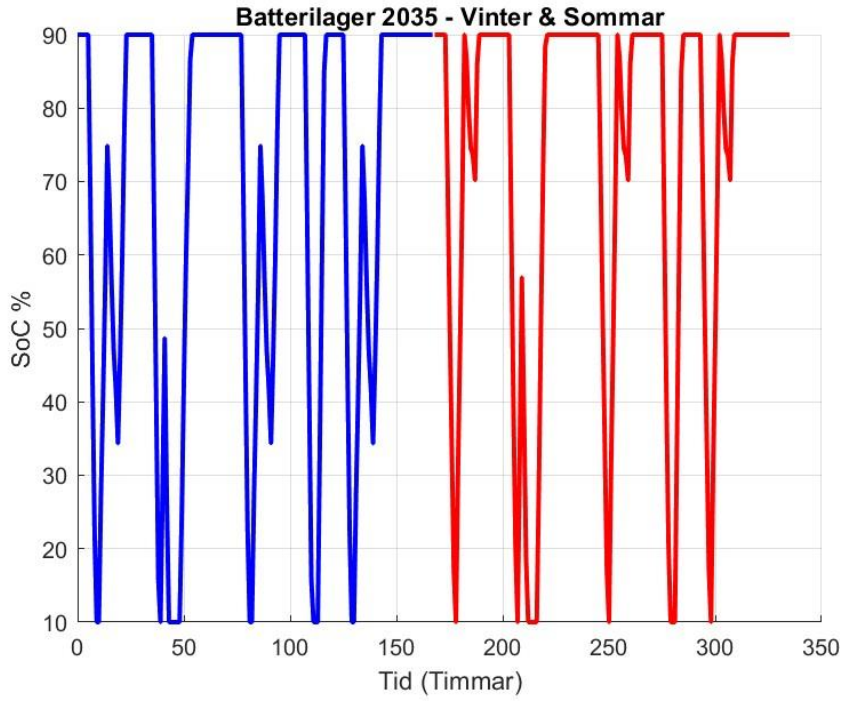
Figur 4.3b. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2032.

I *Figur 4.3c* för år 2033 sker det en markant ökning i effektförbrukning vilket leder till att det inte går att täcka all effektförbrukning under detta år med batteriet. Den överblivna maxeffekten detta år som ej går att täcka med batterilager och i stället behöver täckas med dieselgeneratorer uppgår till 1.985 MW, notera under *Ej täckt maxeffekt* i *Tabell 4.3.* Batteriet genomgår många cykler och har därmed en hög nyttjandegrad. Det finns ett högre effektbehov under vinterhalvåret jämfört med sommarhalvåret. Under 2034 minskar effektförbrukningen och därav också användandet av batterilagret. Återigen går det att täcka allt effektbehov med effektuttag från elnät och batterilager detta år, se *Tabell 4.3*.



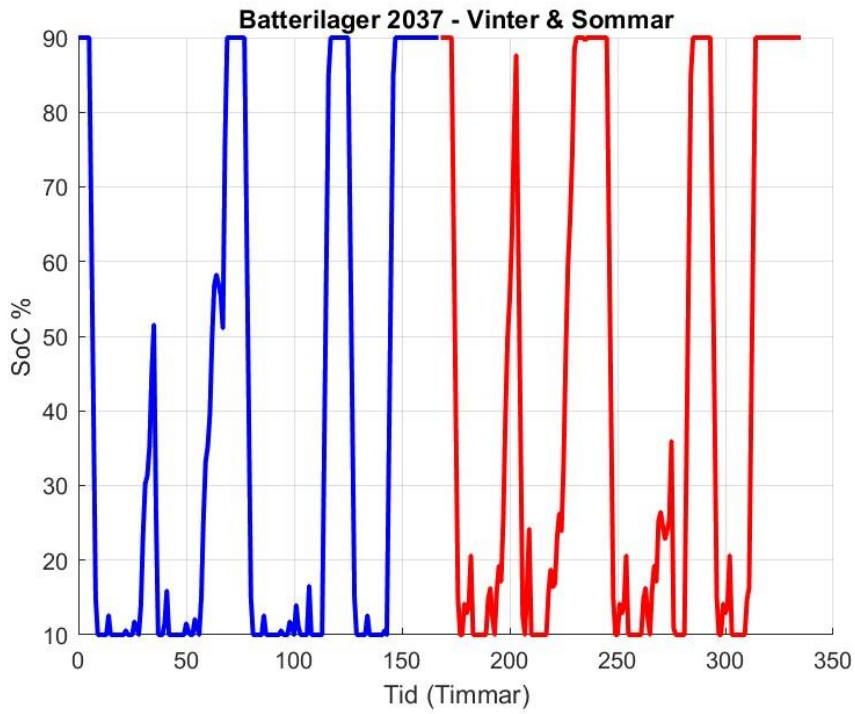
Figur 4.3c. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2033.

År 2035 går det inte att täcka all effektförbrukning, se *Figur 4.3d*. Trots att det inte går att täcka allt har batterilagret en hög nyttjandegrad. Det sker flest cykler under detta år. Under detta år används dessutom hela DoD, vilket betyder att hela batterilagrets laddningsdjup nyttjas. Det råder återigen en högre effektförbrukning under vinterhalvåret.



Figur 4.3d. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2035.

Avslutningsvis, för år 2037, är batterilagret urladdat större delen av timmarna jämfört med tidigare år, se *Figur 4.3e*. Detta kan även uppmärksammas i *Tabell 4.3* där de kilowattimmar som batterilagret har täckt är mindre än de kilowattimmar det inte har täckt. Det betyder att tiden som batteriet är laddat är mindre än tiden som batterilagret är urladdat. Det framgår även att batterilagret har möjlighet att ladda upp något mer under sommaren. Detta beror på att det finns ett lägre effektbehov under sommarmånaderna jämfört med vintermånaderna. Under detta år nyttjas hela DoD och batteriet genomgår många cykler, cirka 240 stycken.



Figur 4.3e. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2037.

I *Tabell 4.3* nedan redovisas dessutom de kilowattimmar som behöver täckas med dieselgeneratorer då varken effektuttag från elnät eller batterilager räcker till. Från år 2033 förekommer ett behov som inte kan täckas med hjälp av batterilagret, detta fortsätter med undantag för år 2034. Maxeffekten som effektuttaget tillsammans med batterilagret inte klarar av att täcka uppgår till 6.785 MW och inträffar under åren 2036 och 2037, detta är den lägsta effekt som dieselgeneratorerna ska klara av att leverera.

Tabell 4.3. Scenario 3: Batterilager 10 MWh, 2.5 MW.

År	Cykler	Täckta kWh		Ej täckta kWh	Ej täckt maxeffekt kW
		Höglast	Låglast		
2027	0	0	0	0	0
2028	0.99	7904	0	0	0
2029	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0
2031	1.96	0	15 652	0	0
2032	39.79	61 022	257 296	0	0
2033	264.06	563 836	1 548 638	278 538	1985
2034	121.26	341 068	629 018	0	0
2035	346.66	511 784	2 261 558	1 363 856	3038
2036	240.72	339 482	1 586 286	10 811 528	6785
2037	240.72	339 482	1 586 286	10 811 528	6785
2038	243.34	361 712	1 585 012	10 651 030	6693

4.3.1 Ekonomi och utsläpp

För Scenario 3 blir investeringskostnaden något mindre än 61 miljoner SEK. Studeras driftkostnaden för båda fallen har alternativet med HVO en något högre kostnad jämfört med diesel, drygt 10 miljoner SEK mer. Detta resulterar i att lösningen där diesel och batterilager används får den totala kostnaden på 123 miljoner SEK och lösningen med HVO och batterilager får den totala kostnaden på 134.66 miljoner SEK, se *Tabell 4.3.1.*

Tabell 4.3.1. Kostnad Scenario 3: Batterilager 10 MWh, 2.5 MW.

	Batterilager, dieselgenerator Diesel [milj. SEK]	Batterilager, dieselgenerator HVO [milj. SEK]
Investeringskostnad batteri	29.62	29.62
Investeringskostnad dieselgenerator	31.25	31.25
Driftkostnad el	4.26	4.26
Driftkostnad bränsle	57.98	69.53
Total systemkostnad	123.2	134.66

Koldioxidutsläppen av detta scenario uppgår till 9.14 tusen ton vid förbrukning av diesel och 2.04 tusen ton för HVO. De minskade koldioxidutsläppen jämfört med att täcka allt med enbart diesel blir således 2.88 tusen ton förfallet med HVO och 9.98 tusen ton för diesel. Gällande merkostnadsanalysen blir kostnaden nästan dubbelt så hög när HVO används i kombination med ett batterilager jämfört med ett diesel och batterilager. Den högre kostnaden av HVO resulterar dock i nästan 5 gånger mindre koldioxid än dieselalternativet. Detta resulterar i att merkostnaden ändå blir högre för alternativet med diesel jämfört med HVO. 4.56 SEK per eliminerat kilogram

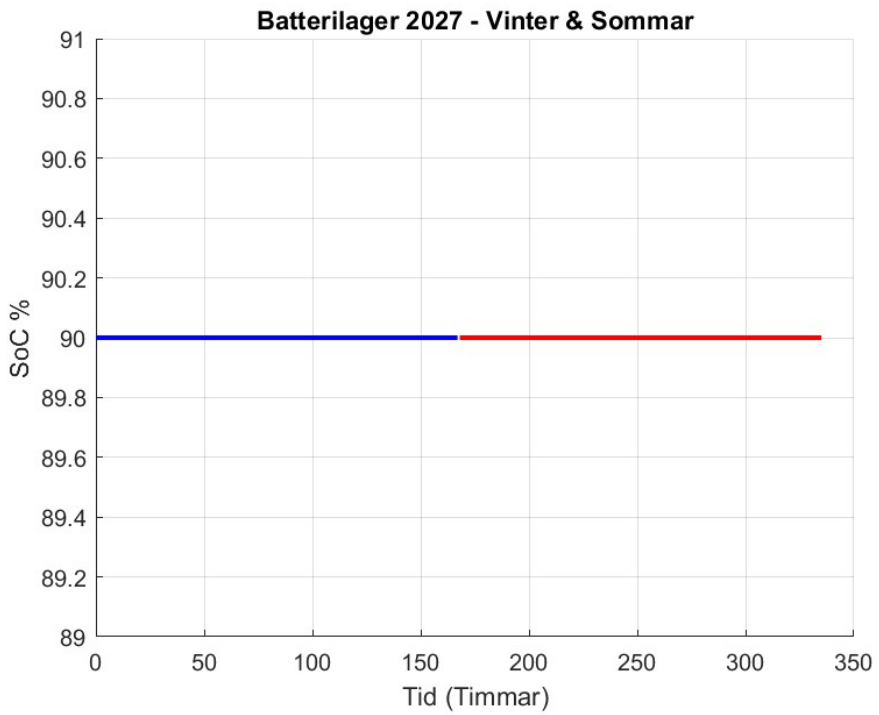
koldioxidutsläpp för diesel och batterilager och 2.48 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp för en lösning med HVO och batterilager, se *Tabell 4.3.2*.

Tabell 4.3.2. Jämförelse mellan Scenario 3 och att täcka allt med enbart diesel.

	Batterilager - dieselgenerator Diesel	Batterilager - dieselgenerator HVO
Koldioxidutsläpp	9.14 milj. kg	2.04 milj. kg
Minskade koldioxidutsläpp	2.88 milj. kg	9.98 milj. kg
Skillnad i kostnad jämfört med kostnaden för enbart diesel	13.1 milj. SEK	24.7 milj. SEK
Merkostnad per eliminerat kilogram CO2	4.56 SEK	2.48 SEK

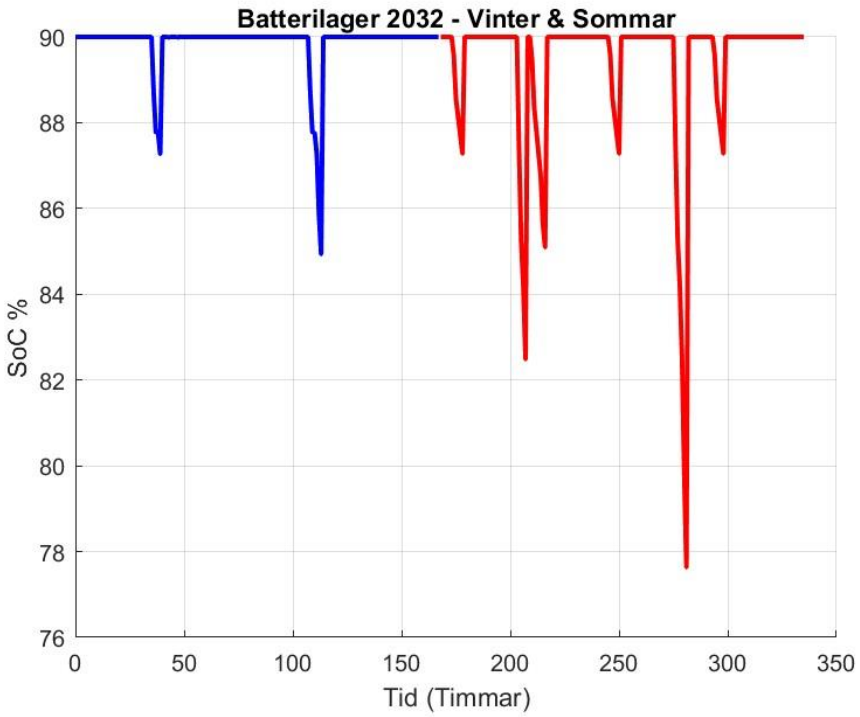
4.4 Scenario 4: Batterilager 30 MWh, 7.5 MW

För det sista scenariot, Scenario 4, går det som för samtliga scenarier att fastställa att det inte finns något behov av ett batterilager år 2027, se *Figur 4.4a*. Detta beror av samma anledning som för tidigare scenarier, att effektuttaget från elnätet redan täcker all effektförbrukning och batterilagret används aldrig. Denna trend fortsätter på samma sätt som tidigare, fram till år 2032 med undantag för år 2028 och 2031 där en minimal användning av batteriet inträffar. Under år 2028 genomgår batterilagret en tredjedels cykel och under 2031 två tredjedelars cykel, se *Tabell 4.4*.



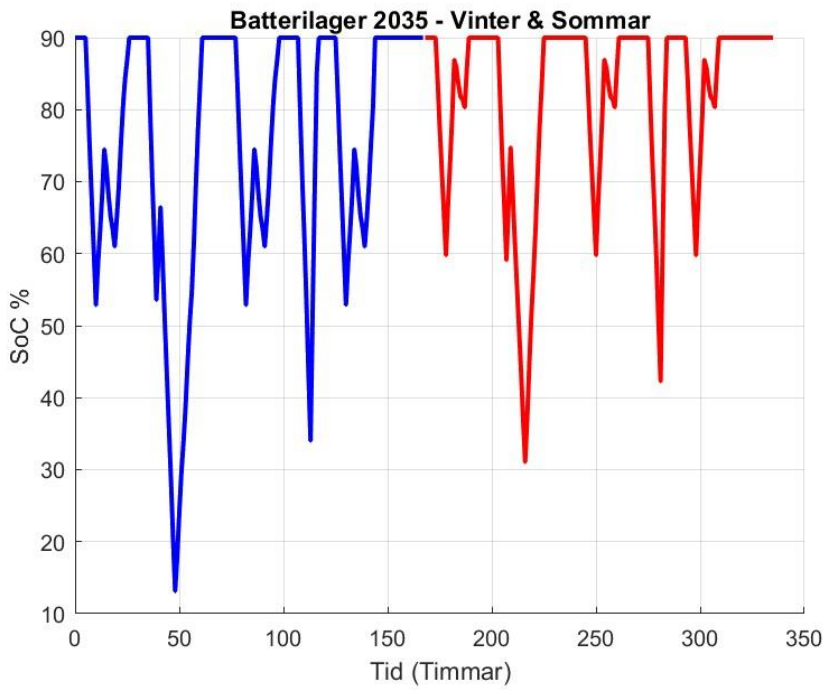
Figur 4.4a. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2027.

Under år 2032 har SKB en högre effektförbrukning än tidigare år vilket resulterar i en högre användning av batterilagret, se *Tabell 4.4.* Det sker en ökning i antal cykler och under detta år täcker effektuttaget från elnätet tillsammans med batterilagret all effektförbrukning. Detta år går det enbart ner från max Soc på 90% till SoC på 78%. Detta framgår även i *Figur 4.4b*, en högre effektförbrukning under sommarmånaderna jämfört med vintermånaderna. Den högre effektförbrukningen under sommaren detta år beror på den utökade bergdrivningen. Fortsättningsvis ökar effektförbrukningen väsentligt under 2033 jämfört med tidigare år, se *Tabell 4.4*. Antalet cykler går från drygt 13 cykler till drygt 99 cykler. Under 2034 minskar antalet cykler jämfört med 2033. Däremot vid jämförelse mellan 2034 och 2032 går det att se en fortsatt ökning. Under dessa år går allt att täcka med effektuttag från elnätet tillsammans med batterilager.



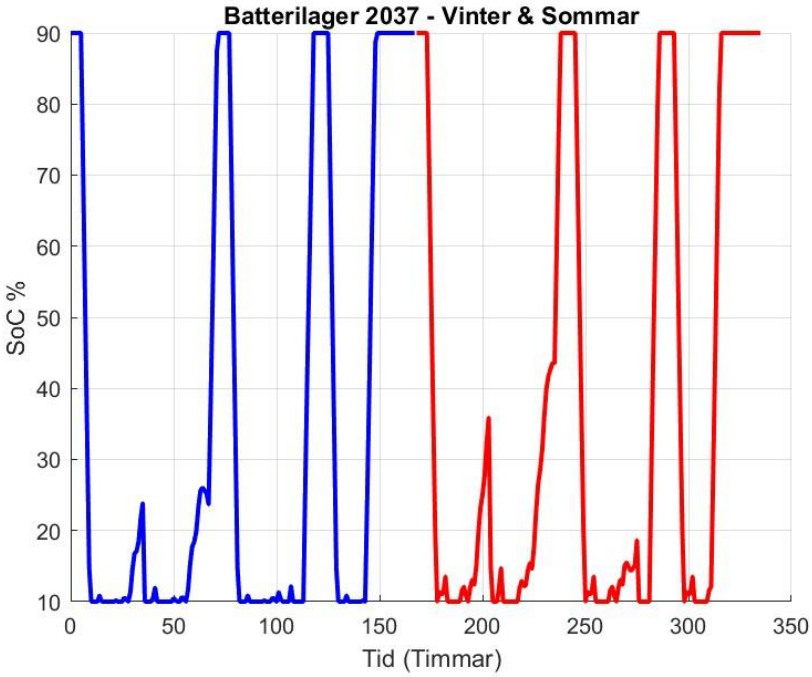
Figur 4.4b. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2032.

Utifrån *Figur 4.4c*, för år 2035 sker en ökning i effektförbrukning. Detta redovisas i *Tabell 4.4*, genom en högre mängd täckta kilowattimmar. Det framgår även att det används mer effekt under vinterhalvåret jämfört med sommarhalvåret, se *Figur 4.4c*. Under detta år används hela DoD och effektuttaget tillsammans med batterilagret täcker all effektförbrukning för år 2035.



Figur 4.4c. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2035.

Avslutningsvis för år 2037, som illustreras i *Figur 4.4d*, är effektförbrukningen som högst, se de täckta kilowattimmarna i *Tabell 4.4*. Under 2037 nyttjas batterilagret i hög grad vilket går att avläsa i antalet cykler. Dessutom används hela DoD. Det går även att notera, i *Figur 4.4d* för 2037, att batterilagret är urladdat under flera timmar. Detta sker ett flertal gånger under de två veckor som visas i figuren. Detta ger upphov till en större mängd kilowattimmar som inte täcks, vilket går att utläsa i *Tabell 4.4*. Under sommarmånaderna hinner batterilagret att ladda upp något mer jämfört med vintermånaderna, se återigen i *Figur 4.4d*. Liknande trender går att utläsa för 2036 och 2038 i *Tabell 4.4.* Under år 2038 nyttjas batterilagret något mer jämfört med 2036 och 2037 eftersom antalet cykler är något högre under det året, detta går att utläsa i *Tabell 4.4* under *Cykler.*



Figur 4.4d. Upp- och nedladdning av batteri, vintervecka (blå) respektive sommarvecka (röd) år 2037.

I tabellen kan det även noteras att det är först år 2036 som effektuttaget från elnätet tillsammans med batterilagret inte klarar av att täcka allt effektbehov. Från detta år behöver det alltså täckas upp med diesel, ungefär samma mängd varje år. Dieselgeneratorerna som ska köpas in måste klara av att leverera en maxeffekt som uppgår till 6.785 MW.

Tabell 4.4. Scenario 4: Batterilager 30 MWh, 7.5 MW.

År	Cykler	Täckta kWh		Ej täckta kWh	Ej täckt maxeffekt kW
		Höglast	Låglast		
2027	0	0	0	0	0
2028	0.33	7894	0	0	0
2029	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0
2031	0.65	0	15 655	0	0
2032	13.26	61 021	257 289	0	0
2033	99.63	733 418	1 657 601	0	0
2034	40.42	418 288	551 808	0	0
2035	172.38	978 523	3 158 657	0	0
2036	184.24	410 198	4 011 579	8 315 523	6785
2037	184.24	410 198	4 011 579	8 315 523	6785
2038	185.11	432 550	4 010 175	8 155 030	6693

4.4.1 Ekonomi och Utsläpp

För det sista scenariot blir investeringskostnaden för de båda alternativen 120.2 miljoner SEK. Driftkostnaderna skiljer sig där kostnaden för HVO är 8 miljoner SEK högre än kostnaden för diesel. En kombination med batterilager och diesel får slutkostnaden 169 miljoner SEK och en kombinerad lösning med batterilager och HVO får slutkostnaden 178 miljoner SEK, se *Tabell 4.4.1.*

Tabell 4.4.1. Kostnad Scenario 4: Batterilager 30 MWh, 7.5 MW.

	Batterilager, dieselgenerator Diesel [milj. SEK]	Batterilager, dieselgenerator HVO [milj. SEK]
Investeringskostnad batteri	88.86	88.86
Investeringskostnad dieselgenerator	31.25	31.25
Driftkostnad el	6.86	6.86
Driftkostnad bränsle	42.38	50.81
Total systemkostnad	169.4	177.8

En större dimensionering av batterilager jämfört med Scenario 1 och Scenario 2, på 30 MWh och 7.5 MW, innebär mindre förbrukning av diesel respektive HVO och således även lägre koldioxidutsläpp, 6.92 tusen ton för diesel och 1.72 tusen ton för HVO. Notera i *Tabell 4.4.2* att kostnaden för en kombinerad lösning med batterilager och HVO medför en något högre kostnad jämfört med en kombination mellan batterilager och diesel. Gällande koldioxidutsläppen visar *Tabell 4.4.2* att förbrukning av HVO minskar utsläppen med nästan dubbelt så mycket jämfört med att använda diesel. Detta ger en slutgiltig merkostnad på 11.66 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp för en lösning med diesel och batterilager respektive 6.59 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp för en lösning med HVO och batterilager.

Tabell 4.4.2. Jämförelse mellan Scenario 4 och att täcka allt med enbart diesel.

	Batterilager - dieselgenerator diesel	Batterilager - dieselgenerator HVO
Koldioxidutsläpp	6.92 milj. kg	1.72 milj. kg
Minskade koldioxidutsläpp	5.09 milj. kg	10.29 milj. kg
Skillnad i kostnad jämfört med kostnaden för enbart diesel	59.4 milj. SEK	67.8 milj. SEK
Merkostnad per eliminerat kilogram CO2	11.66 SEK	6.59 SEK

4.5 Sammanställning av resultat

För att få en mer övergripande bild av resultatet har en sammanställning för varje scenario genomförts. Det har även tagits fram en graf för respektive scenario över effektfördelningen för år 2037, som motsvarar ett av de åren med högst effektförbrukning. En sammanställning kring kostnad, koldioxidutsläpp och merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp presenteras i *Tabell 4.5*.

Både merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid och den totala kostnaden för Scenario 1 är flera gånger så stor som resterande scenarier. Samtidigt resulterar denna lösning i att det inte blir några koldioxidutsläpp under drift eftersom lösningen utesluter dieselgeneratorer. Vidare kan det fastställas att Scenario 3 är den billigaste lösningen och dessutom har den lägsta merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid av alla scenarier. Scenariot är dock det scenario med största andelen koldioxidutsläpp, både när det gäller HVO och diesel.

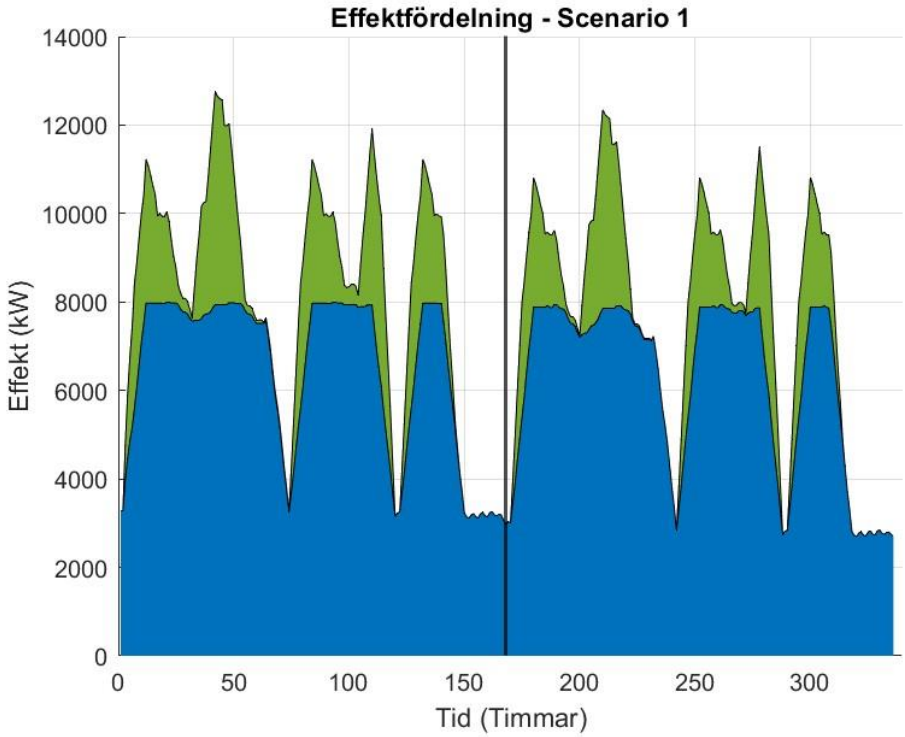
Vad gäller scenario 2 på 20 MWh och 5 MW blir kostnaden lite mer än 20 miljoner dyrare än alternativet med den lägsta kostnaden, både för HVO och för diesel. För denna extra kostnad elimineras ytterligare lite mer än en miljon kilogram koldioxidutsläpp med en lösning bestående av diesel och med en lösning bestående av HVO elimineras ytterligare 300 tusen kilogram koldioxidutsläpp, vid jämförelse med Scenario 3. Gällande merkostnaden blir den nästan dubbelt så hög för både HVO och diesel i jämförelse med Scenario 3. Till sist går det att notera att Scenario 4 med 30 MWh och 7.5 MW är det scenario med högst kostnad både vad gäller total kostnad och merkostnaden per eliminerat koldioxid. Det är också det scenariot som har näst minst koldioxidutsläpp, både när alla alternativ med HVO jämförs med varandra och när alla dieselalternativ jämförs med varandra. Se sammanställning av resultat för samtliga scenarier i *Tabell 4.5* nedan.

Tabell 4.5 Sammanställning av resultat av samtliga scenarier

Scenario	Kostnad Diesel [milj. SEK]	Kostnad HVO [milj. SEK]	CO2-utsläpp Diesel [milj. kg CO2]	CO2-utsläpp HVO [milj. kg CO2]	Merkostnad per eliminerat kilogram koldioxid (Diesel) [SEK]	Merkostnad per eliminerat kilogram koldioxid (HVO) [SEK]
S1:	604.7	604.7	0.92	0.92	44.58	44.58
S2:	146.1	155.3	7.87	1.89	8.71	4.48
S3:	123.1	134.7	9.14	2.04	4.56	2.48
S4:	169.4	177.8	6.92	1.72	11.66	6.59

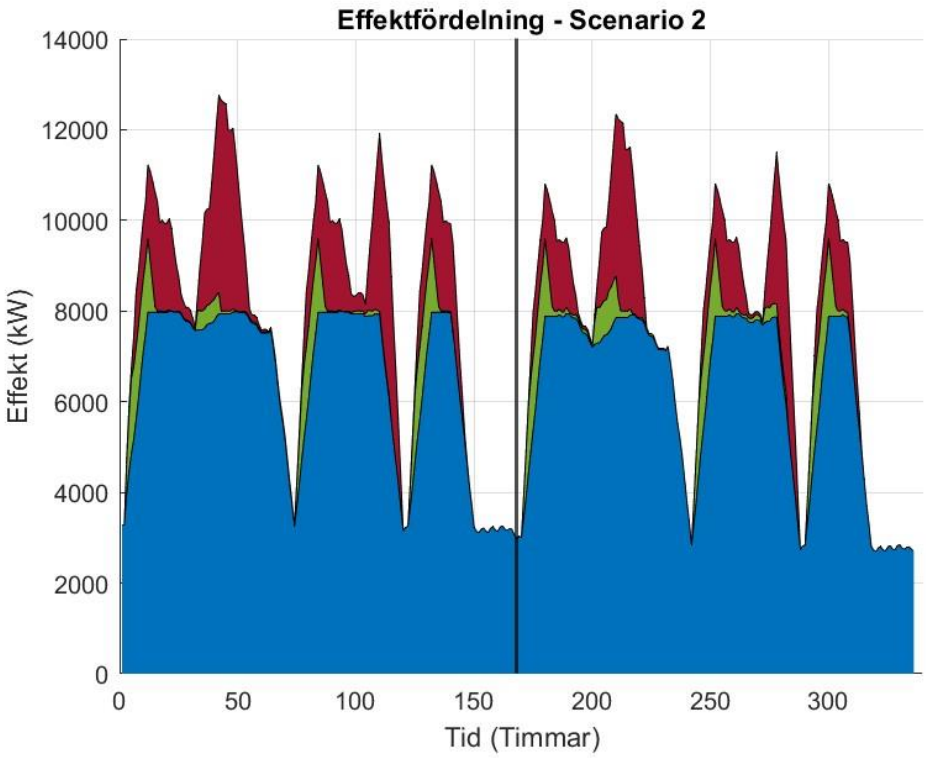
Scenario 1 skiljer sig mycket från övriga scenarier eftersom effektuttaget (blå) tillsammans batterilagret (grön) har en täckningsgrad på 100%. I *Figur 4.5a* framgår det

att effektuttaget från elnätet täcker majoriteten av effektbehovet och när det inte är fallet täcker batterilagret med specifikationerna 200 MWh och 50 MW upp för det återstående. Figuren visar även att effektbehovet för vissa timmar under veckan är lägre än det maximala effektuttaget från elnätet på 8 MW. När grafen för effektuttaget från elnätet ligger under 8 MW, är det möjligt att ladda upp batterilagret.



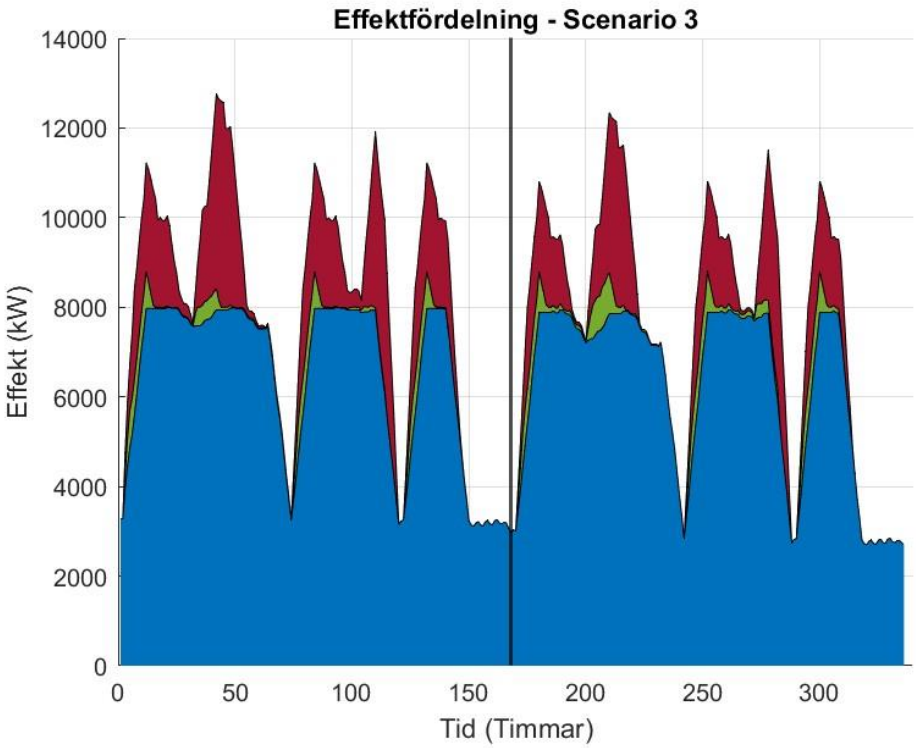
4.5a. Bidrag från elnät (blå) och batterilager (grön) för Scenario 1, en vintervecka följt av en sommarvecka, ett av åren med högst effektförbrukning. Arean motsvarar den totala energiförbrukningen i kilowattimmar.

För Scenario 2, illustrerat i *Figur 4.5b*, täcker effektuttaget från elnätet (blå) majoriteten av effektbehovet. I detta scenario är det både batterilager (grön) och dieselgeneratorer (röd) som täcker upp för resterande effektbehov när effektuttaget från elnätet inte räcker till. Batterilagret med specifikationerna 20 MWh och 5 MW täcker upp en del av effektbehovet men det krävs även en stor mängd diesel för detta fall för att kunna möta det effektbehov som SKB har.



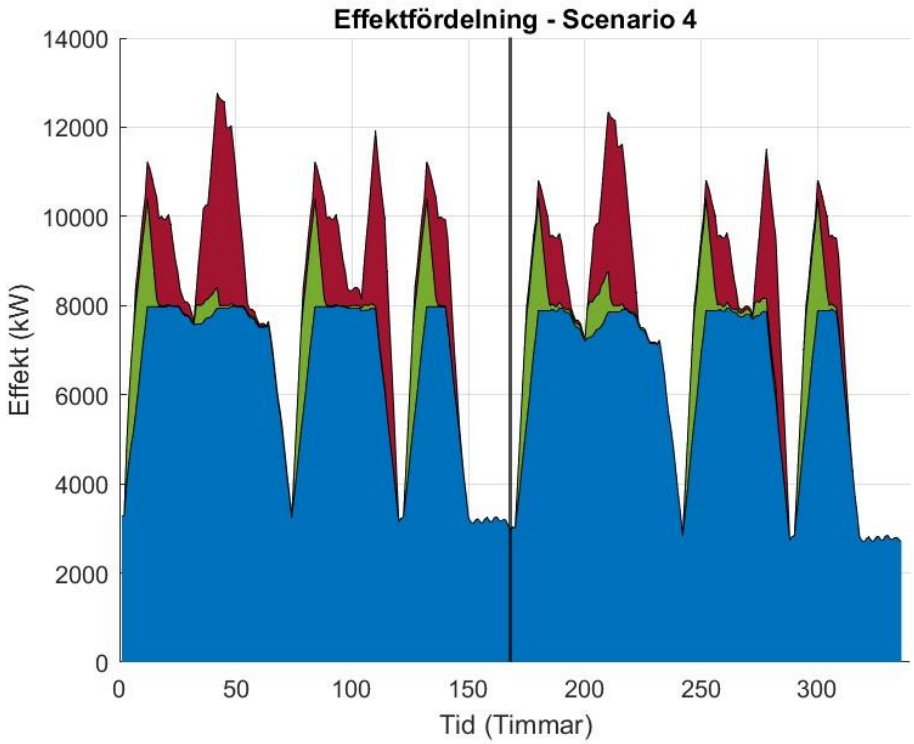
Figur 4.5b. Bidrag från elnät (blå), batterilager (grön) och dieselgeneratorer (röd) för Scenario 2, en vintervecka följt av en sommarvecka, ett av åren med högst effektförbrukning. Arean motsvarar den totala energiförbrukningen i kilowattimmar.

För Scenario 3 illustreras fördelningen mellan effektuttag från elnät (blå), batterilager (grön) och dieselgeneratorer (röd) i *Figur 4.5c*. I detta fall går det att konstatera att diesel står för en större del av effekttillförseln som inte täcks av effektuttaget från elnätet. Batterilagret med specifikationerna 10 MWh och 2.5 MW står således för en mindre del av det överblivna effektbehovet. Återigen täcker effektuttaget från elnätet majoriteten av effektbehovet.



Figur 4.5c. Bidrag från elnät (blå), batterilager (grön) och dieselgeneratorer (röd) för Scenario 3, en vintervecka följt av en sommarvecka, ett av åren med högst effektförbrukning. Arean motsvarar den totala energiförbrukningen i kilowattimmar.

Till sist visar *Figur 4.5d* hur effektfördelningen ser ut för Scenario 4 med ett batterilager på 30 MWh och 7.5 MW. Vid fördelning mellan batterilager (grön) och dieselgeneratorer (röd) står batterilagret för en större del av effektöverföringen jämfört med Scenario 2 och 3. Det blir således dessutom lägre koldioxidutsläpp jämfört med dessa scenarier men merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid blir högre.



Figur 4.5d. Bidrag från elnät (blå), batterilager (grön) och dieselgeneratorer (röd) för Scenario 4, en vintervecka följt av en sommarvecka, ett av åren med högst effektförbrukning. Arean motsvarar den totala energiförbrukningen i kilowattimmar.

5. Känslighetsanalys

Detta avsnitt undersöker hur resultatet påverkas vid ett utökat effektuttag från elnätet. Första delavsnittet studerar hur resultatet påverkas av en utökning till 10 MW, medan det efterföljande delavsnittet genomför en motsvarande analys för ett effektuttag på 12 MW. Varje delavsnitt inleds med en presentation av fallet med enbart diesel. Därefter redovisas hur täckningsgraden förändras för varje scenario, samt hur parametrarna, kostnad, koldioxidutsläpp och merkostnad per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp påverkas.

5.1 Ökning av effektuttag från elnätet till 10 MW

Vid en ökning av effektuttag till 10 MW kvarstår ett lägre effektbehov än fallet för 8 MW. *Tabell 5.1.1* nedan visar hur fallet blir av att täcka allt med enbart diesel. Maxeffekten som behöver täckas uppgår till 4.785 MW. Investeringskostnaden resulterar i 18.75 miljoner SEK medan driftkostnaden landar på 37.68 miljoner SEK, detta tillsammans landar på en total kostnad upp mot nästan 56.5 miljoner SEK. Att täcka allt återstående effektbehov med enbart diesel resulterar i ungefär 5.8 tusen ton koldioxid, vilket motsvarar lite mer än en halvering från fallet med 8 MW.

Tabell 5.1.1 Täcka allt med enbart diesel vid effektuttag från elnätet på 10 MW

Variabler	Värden
Maxeffekt	4.785 MW
Investeringskostnad	18.75 milj. SEK
Driftkostnad	37.68 milj. SEK
Total kostnad	56.43 milj. SEK
Koldioxidutsläpp	5.77 milj. kg

I *Tabell 5.1.2* nedan redogörs för hur en ökning av effektuttag till 10 MW påverkar resultatet när det gäller täckningsgrad och kostnad. Täckningsgraden är densamma för Scenario 1, detta är naturligt eftersom det redan innan en ökning av effektuttag täcker allt effektbehov. För övriga scenarier ökar täckningsgraden något för samtliga, men det kvarstår ett behov av att täcka resterande effektbehov med dieselgeneratorer.

Vad gäller kostnad, minskar den för samtliga fall vid en ökning av effektuttaget till 10 MW. Samtliga kostnader med undantag för Scenario 1 förändras i hög grad. Kostnaden för Scenario 1 minskar nästan 5 miljoner, medan övriga scenarier minskar mellan runt 55 och 80 miljoner SEK.

Tabell 5.1.2. Förändring i täckningsgrad samt kostnad vid en ökning av effektuttag från elnät till 10 MW.

Scenario	Ursprunglig täckningsgrad [%]	Ny täckningsgrad [%]	Ursprunglig kostnad [milj. SEK]		Ny kostnad [milj. SEK]	
			Diesel	HVO	Diesel	HVO
S1:	100	100	604.7	604.7	600.5	600.5
S2:	85.95	97.41	146.1	155.3	83.6	83.6
S3:	84.12	94.34	123.2	134.7	52.1	52.2
S4:	87.78	98.96	169.4	177.8	114.5	114. 5

I *Tabell 5.1.3* redovisas i stället hur mycket koldioxidutsläppen reduceras och hur merkostnaden per kilogram eliminerat koldioxid förändras. För Scenario 1 uppgår koldioxidutsläppen till 6 tusen kilogram. Merkostnaden blir högre för samtliga fall med undantag för Scenario 3. För Scenario 3, blir merkostnaden negativ. Detta betyder att Scenario 3 blir både ekonomiskt och miljömässigt fördelaktig vid en ökning av effektuttag från elnät till 10 MW jämfört med att täcka allt med enbart diesel.

Tabell 5.1.3. Förändring i koldioxidutsläpp och merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp vid en ökning av effektuttag från elnät till 10 MW.

Scenario	Ursprungliga koldioxidutsläpp [milj. kg CO2]		Nya koldioxidutsläpp [milj. kg CO2]		Ursprunglig merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp [SEK]		Ny merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp [SEK]	
	Diesel	HVO	Diesel	HVO	Diesel	HVO	Diesel	HVO
S1:	0.92	0.92	0.006	0.006	44.58	44.58	94.43	94.43
S2:	7.87	1.89	1.36	0.28	8.71	4.48	6.15	4.95
S3:	9.14	2.04	3.00	0.62	4.56	2.48	-1.55	-0.82
S4:	6.92	1.72	0.55	0.12	11.66	6.59	11.13	10.28

5.2 Ökning av effektuttag från elnätet till 12 MW

För fallet med ett effektuttag från elnätet på 12 MW uppgår maxeffekten till 2.785 MW vid enbart diesel som komplement, se *Tabell 5.2.1.* Maxeffekten som behöver täckas

med diesel uppgår till 2.785 MW. Den totala investeringskostnaden är 12.5 miljoner SEK medan driftkostnaden för diesel landar på drygt 370 tusen SEK, detta tillsammans landar på en total kostnad upp mot nästan 13 miljoner SEK. Att täcka allt återstående effektbehov med enbart diesel resulterar i cirka 2.2 tusen ton koldioxid, vilket nästan motsvarar två tredjedelars minskning jämfört med scenariot med 10 MW.

Tabell 5.2.1 Täcka allt med enbart diesel vid effektuttag från elnät på 12 MW

Parametrar	Värden
Maxeffekt	2.79 MW
Investeringskostnad	12.5 milj. SEK
Driftkostnad	371 tusen SEK
Total kostnad	12.9 milj. SEK
Koldioxidutsläpp	2.2 milj. kg

I *Tabell 5.2.2,* redovisas resultatändringarna för de olika scenarierna men i detta fall för ett effektuttag från elnätet på 12 MW. När effektuttaget höjs från 8 MW till 12 MW täcker nästan batteriet allt återstående effektbehov på egen hand. Det är enbart i Scenario 3, fallet med lägsta dimensionen av batterilager, som det fortfarande finns ett behov av att täcka upp även med diesel. För övriga scenarier där diesel tidigare stått för en betydande del av den totala kostnaden minskas samtliga kostnader ytterligare. Effektuttaget från elnätet täcker upp för i princip allt det effektbehov som tidigare täckts av dieselgeneratorer.

Tabell 5.2.2 Förändring i täckningsgrad samt kostnad vid en ökning av effektuttag från elnät till 12 MW.

Scenario	Ursprunglig täckningsgrad [%]	Ny täckningsgrad [%]	Ursprunglig kostnad [milj. SEK]		Ny kostnad [milj. SEK]	
			Diesel	HVO	Diesel	HVO
S1:	100	100	604.7	604.7	595.5	595.5
S2:	85.95	100	146.1	155.3	62.56	62.56
S3:	84.12	99.10	123.2	134.7	35.3	35.9
S4:	87.78	100	169.4	177.8	92.3	92.3

Som i fallet ovan visar *Tabell 5.2.3* nedan hur mycket koldioxidutsläppen reduceras och hur merkostnaden per kilogram eliminerat koldioxid förändras, men för fallet då effektuttaget i stället ökar till 12 MW. Koldioxidutsläppen minskar för samtliga fall. För

Scenario 1, 2 och 4 minskar de betydligt mer än för Scenario 3, detta beror på att detta scenario fortfarande behöver diesel för att täcka allt effektbehov.

Vad gäller merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp skiljer det sig märkbart. Samtliga merkostnader per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp är högre. Scenario 3 som vid 10 MW var ett billigare alternativ än att täcka allt med diesel har nu en väldigt hög merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp. Detta beror på att scenariot att täcka allt med enbart diesel har en betydligt lägre kostnad jämfört med att investera i batterilager, motsvarande 12.87 milj. SEK, se *Tabell 5.2.1*.

Tabell 5.2.3 Förändring i koldioxidutsläpp och merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp vid en ökning av effektuttag från elnät till 12 MW.

Scenario	Ursprungliga koldioxidutsläpp [milj. kg CO2]		Nya koldioxidutsläpp [milj. kg CO2]		Ursprunglig merkostnad per kilogram eliminerat koldioxid [SEK]		Ny merkostnad per kilogram eliminerat koldioxidutsläpp [SEK]	
	Diesel	HVO	Diesel	HVO	Diesel	HVO	Diesel	HVO
S1:	0.92	0.92	0.002	0.002	44.58	44.58	266.86	266.86
S2:	7.87	1.89	0.002	0.002	8.71	4.48	22.76	22.76
S3:	9.14	2.04	0.47	0.098	4.56	2.48	13.07	11.03
S4:	6.92	1.72	0.002	0.002	11.66	6.59	36.38	36.38

6. Diskussion

Detta avsnitt avser att diskutera hur frågeställningarna kan besvaras utifrån resultatet. Inledningsvis diskuteras vilket av de fyra scenarierna som bäst lämpar sig för att säkerställa effekt på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt. Vidare problematiseras årtal för implementeringen av ett batterilager för att sedan diskutera hur de olika scenarierna påverkas vid en ökning av effektuttag från elnätet. Avslutningsvis diskuteras studiens trovärdighet och förslag på framtida studier ges.

6.1 Optimal dimensionering av batterilager

Vilken dimension på batterilager som är den mest optimala för att på ett så kostnadseffektivt och hållbart sätt som möjligt, säkerställa effekt för byggandet av kärnbränsleförvaret i Forsmark är inte självklart. Vid beslut kring detta bör i första hand kostnad och koldioxidutsläpp tas i beaktande. Men även nyttjandegrad, hur mycket av batteriets fulla potential som används, är en viktig parameter.

6.1.1 Kostnad

Första scenariot, Scenario 1, med ett batterilager som täcker hela SKB:s effektbehov, med en energilagringskapacitet på 200 MWh och effektkapacitet 50 MW, uppgår till den högsta kostnaden på drygt 600 miljoner kronor. Den låga effektförbrukningen under helgen är avgörande för att det ska fungera med ett batteri med dessa specifikationer, då den enda gången det är möjligt att ladda batteriet fullt är under helgen. Under helgen är effektförbrukningen låg, det utförs i princip inget övrigt arbete förutom driften i form av att hålla anläggningen i gång. När batterilagret är fulladdat kan SKB använda hela den laddningen under veckan med hjälp av mindre laddningar som förekommer under vardagarna. De mindre uppladdningarna sker mest under natten då effektförbrukningen är lägre. För övriga scenarier hinner batterilagret laddas ur trots att det kvarstår ett effektbehov. Detta innebär att för Scenario 2, 3 och 4 går det totala effektbehovet inte att täcka med enbart batterilager vilket medför att dieselgeneratorer behöver köpas in som komplement. Detta resulterar i en högre kostnad än att enbart täcka allt med dieselgeneratorer, men en betydligt lägre kostnad än att investera i ett det storskaliga batterilagret för Scenario 1.

Kostnaden för Scenario 2 ligger på drygt 146 miljoner kronor för diesel som komplement och drygt 155 miljoner kronor med HVO som komplement. I jämförelse med Scenario 1, med en kostnad på drygt 600 miljoner kronor, är denna kostnad avsevärt lägre. Scenario 3, består av det minsta batteriet sett till energilagringskapacitet och effektkapacitet. Kostnaden för detta scenario är 123 miljoner SEK för diesel och 134 miljoner SEK för HVO. Detta scenario har högst driftkostnad eftersom batterilagret täcker minst effektbehov och en större mängd diesel behövs. Diesel respektive HVO bränsle har en högre kostnad än den el som batteriet laddas upp med. Trots detta har

Scenario 3 den lägsta totalkostnaden. Detta beror på att investeringskostnaden för batteriet är lägre jämfört med de andra scenarierna.

För Scenario 4, med ett batterilager med en energilagringskapacitet på 30 MWh och effektkapacitet på 7.5 MW, blir den totala kostnaden nästan 170 miljoner för diesel och drygt 180 miljoner för HVO. Denna lösning har den högsta kostnaden efter Scenario 1, vilket är väntat med tanke på att det är ett större batteri än Scenario 2 och Scenario 3. Gällande driftkostnader är Scenario 4 det scenario med näst lägst driftkostnader. Om enbart scenarierna som involverar dieselgeneratorer jämförs är Scenario 4 det scenario med lägst driftkostnader vilket beror på att batterilagret i Scenario 4 täcker större del av effektbehovet jämfört med Scenario 2 och 3.

Om kostnad var den enda aspekten att ta hänsyn till skulle det vara mest lönsamt att täcka allt med enbart diesel. Ur ett ekonomiskt perspektiv så är investeringskostnaden för ett batterilager för stor för att det ska vara ekonomiskt fördelaktigt men eftersom kostnad inte är den enda aspekten som ska tas hänsyn till så är övriga scenarier fortsatt intressanta.

6.1.2 Koldioxidutsläpp och merkostnad per eliminerat kilogram koldioxid

Scenario 1 reducerar koldioxidutsläppen mest under drift, drygt 11 tusen ton koldioxid. Detta beror på att det är det enda scenariot som helt utesluter diesel som reservkraft. Ur ett hållbarhetsperspektiv är därmed Scenario 1 det bäst lämpade. För Scenario 2 släpps det ut drygt 7.8 tusen ton vid förbränning av diesel och närmare 1.9 tusen ton vid förbränning av HVO. Det blir mycket mindre koldioxid med HVO än med diesel. I jämförelse med enbart dieselgeneratorer reduceras utsläppen av koldioxidekvivalenter upp till nästan 4.2 tusen ton koldioxidutsläpp med diesel som komplement och upp till nästan 10.2 tusen ton för HVO som komplement, för Scenario 2.

Scenario 3 släpper ut mest koldioxid av alla scenarier, eftersom det är scenariot med högst förbrukning av diesel, drygt 9 tusen ton för diesel och drygt 2 tusen ton för HVO. Detta medför en minskning av 2.88 respektive 9.98 tusen ton koldioxid jämfört med att täcka allt med diesel. Det scenario som släpper ut minst koldioxid efter Scenario 1, är Scenario 4. Det är det scenario med näst störst batterilager, det förbrukar också den minsta mängden bränsle efter Scenario 1. Utsläppen för detta fall landar på 6.5 tusen ton för diesel och 1.3 tusen ton för HVO. Med tanke på att Scenario 1 inte behöver involvera dieselgeneratorer är Scenario 4 det scenario som är bäst ur ett hållbarhetsperspektiv som fortfarande involverar dieselgeneratorer.

För att det ska vara kostnadseffektivt att reducera utsläpp genom att investera i ett batterilager krävs det att lösningen genererar mindre utsläpp men att det samtidigt inte blir för hög kostnad. Att förhålla sig till Vattenfalls interna gräns på 7 kronor per eliminerat kilogram koldioxid är ett sätt att resonera. Det är enbart Scenario 3, med ett batterilager på 10 MWh och 2.5 MW, som ligger under gränsen vid förbrukning av diesel. Denna kostnad uppgår till 4.56 SEK per eliminerat kilogram koldioxid. Vid

förbrukning av HVO för scenario 1, 2 och 3 ligger merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid på 4.48 SEK, 2.48 SEK respektive 6.59 SEK.

För Scenario 1 ligger merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp på 44.58 SEK. Detta är nästan sex gånger så högt som Vattenfall Eldistributions 7 SEK gräns. Detta är en hög merkostnad och högst orimlig för SKB. Trots att Scenario 1 eliminerar en stor mängd koldioxidutsläpp är det inte ett kostnadseffektivt alternativ då kostnaden är betydligt högre än andra scenarier. För Scenario 2 ligger denna merkostnad på 8.71 SEK för diesel och 4.48 SEK för HVO. Om 7 SEK gränsen tas hänsyn till skulle lösningen med ett batterilager med dessa specifikationer och dieselgeneratorer med HVO kunna accepteras eftersom kostnaden på 4.48 SEK är lägre.

Scenario 3 har en merkostnad på 4.56 SEK för diesel och 2.48 SEK för HVO. Dessa kostnader är mycket låga i jämförelse med de andra scenarierna. Samtidigt släpper detta scenario ut mest koldioxid av alla scenarier vilket inte är fördelaktigt med tanke på att SKB vill reducera sina utsläpp. För Scenario 4, uppgår merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid i stället till 11.66 SEK för diesel och 6.59 SEK för HVO. Detta är den näst högsta merkostnaden, efter Scenario 1. Merkostnaden med HVO ligger fortfarande inom den accepterade gränsen på 7 SEK som Vattenfall har bestämt vilket i sig är fördelaktigt.

6.1.3 Nyttjandegrad

Nyttjandegraden för Scenario 1 är låg under de åren som har studerats. Det är inte förrän under 2036 som det faktiskt blir rimligt ur ett nyttjandegradsperspektiv med ett sådant stort batterilager. Som redogjorts för i avsnitt 2.3.1, sägs ett batterilager på 20 MWh och 5 MW motsvara ett område av en halv fotbollsplan. Detta pekar på att ett batterilager med en tio gånger större energilagringskapacitet, som i Scenario 1, på 200 MWh skulle hypotetiskt sett, ta upp tio gånger mer plats, motsvarande 5 fotbollsplaner. Det är osäkert ifall SKB skulle ha platsen för detta batterilager eftersom det finns en risk att det tar upp alldeles för stor plats.

Vad gäller batteriets nyttjandegrad för Scenario 2, nyttjas batteriets fulla lagringskapacitet rätt frekvent från och med år 2035. Denna trend fortsätter för resterande år. Ett batteri med dessa specifikationer är således högst rimligt om en hög nyttjandegrad av batteriet önskas. Scenario 3 har den högsta nyttjandegraden, vilket är rimligt med tanke på att det är det minsta batteriet. Batteriet genomgår flest cykler under åren. Det är dock det scenario som är i behov av dieselgeneratorer tidigast då batterilagret inte täcker all effektanvändning efter år 2032.

Vid jämförelse av genomförda cykler för samtliga scenarier går det att fastställa att Scenario 4 genomgår fler cykler än Scenario 1, men färre cykler än Scenario 2 och Scenario 3. Detta är rimligt eftersom det är det näst största batteriet. Det skiljer dock inte mycket mellan Scenario 4 och Scenario 2, lite mer än ett tiotal cykler under åren

med högst effektanvändning. För år 2035 illustreras detta tydligt, att lagringskapaciteten inte nyttjas lika mycket för Scenario 4 som det gör för Scenario 2 och Scenario 3.

6.2 Årtal för implementering av batterilager

För att avgöra när batterilagret ska implementeras bör effektbehovet och hur batteriets nyttjandegrad ser ut tas i beaktande. Effektuttaget från elnätet på 8 MW är nästintill tillräckligt för att möta effektbehovet fram till och med år 2032, med undantag för år 2028 och 2031. Anledningen till att det används år 2028 för att sedan gå ner igen beror på det ökade effektbehovet som ett resultat av bergdriften kopplat till utbyggnaden av SFR. Under 2031 ökar SKB driften av elektricitet för utbyggnaden av SFR vilket gör att det för detta år innebär en högre effektförbrukning. Emellertid är effektförbrukningen som överstiger 8 MW låg vilket skulle bidra till en mycket låg nyttjandegrad av batterilagret. Det finns således inget större behov av ett batterilager förrän år 2032. Det är först då som batterilagret börjar användas allt mer och att nyttjandegraden ökar. Implementeringen av ett batterilager bör alltså inte ske förrän detta år. Ett argument för en tidigare implementering hade kunnat vara energilagring för kostnadsoptimering. Detta innebär att batteriet laddas upp under låglasttid som sedan kan nyttjas under höglasttid, på så sätt kan elkostnaderna bli lägre.

Vid en senare implementering än år 2028 för batteriet bör effektbehovet säkras på annat sätt för detta år. Om något av Scenario 2, 3 eller 4 implementeras finns alternativet att köpa in dieselgeneratorer vid olika tidpunkter. Ett förslag skulle kunna vara att köpa in dieselgeneratorerna successivt. En lösning skulle då kunna vara att SKB köper in en dieselgenerator till 2028 för att täcka det effektbehovet som då överskrider 8 MW. Utifrån den effektdata som det simulerats för, är det först från 2036 som det råder ett stort effektbehov. Vid detta år bör det totala antalet dieselgeneratorer ha köpts in. Detta leder till att batterilagret kan implementeras först senare, vilket gör att SKB kan nyttja batterilagret längre än 2038 då livslängden på 10 år förskjuts till senare.

Om SKB i stället väljer att följa Scenario 1 finns det en problematik kring hur det ska gå att täcka effekttopparna som överskrider 8 MW under 2028 och 2031 om SKB skulle vilja implementera batterilagret innan dessa år. En avvägning kommer att behöva göras mellan att implementera batterilagret under 2028 och att implementera batterilagret några år senare men att då behöva köpa in en dieselgenerator. Om SKB väljer att implementera batterilagret tidigt används värdefull livslängd under år där nyttjandegraden är betydligt lägre jämfört med andra år. Det hade kunnat användas under år då batterilagret används mycket mer. Om SKB i stället väljer att implementera batterilagret senare kan kostnaden för en dieselgenerator vara värd att bekosta när det jämförs med 10 års användande med en högre nyttjandegrad. Att implementera ett batteri först senare skulle även kunna resultera i en lägre investeringskostnad eftersom batteripriset predikteras att sjunka de närmaste åren. Detta ger ytterligare ett argument för en senare implementering av batterilagret.

.

6.3 Påverkan på resultat vid ökning av effektuttag från elnätet

Gällande känslighetsanalysen påverkas resultaten vid en ökning av effektuttag från elnätet till 10 MW respektive 12 MW. För Scenario 1, som redan täcker allt effektbehov vid enbart 8 MW, påverkas inte resultatet särskilt mycket av att effektuttaget från elnätet ändras, varken om det höjs till 10 MW eller 12 MW. Täckningsgraden är densamma, vilket resulterar i att den enda förändringen som blir är en minskning av driftkostnad, som redan var lägst av alla scenarier även när effektuttaget från elnätet var 8 MW.

För Scenario 1 ökar dock merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid med mer än det dubbla när effektuttaget ökar till 10 MW. Detta beror på att skillnaden i koldioxidutsläpp minskar men kostnaden för Scenario förblir i princip densamma vilket leder till att merkostnaden blir dyrare. Samma princip gäller även när effektuttaget ökar till 12 MW då ökar merkostnaden för Scenario 1 betydligt mer, motsvarande 277.86 SEK per eliminerat kilogram koldioxid. Detta scenario blir således ännu sämre ur ett kostnads- och nyttjandegradperspektiv.

När Scenario 2 studeras vid ett höjt effektuttag från elnätet till 10 MW uppgår täckningsgraden för batterilagret till nästan 97.5%. Detta leder till ett minskat användande av dieselgeneratorer som resulterar i en lägre driftkostnad och lägre koldioxidutsläpp. Koldioxidutsläppen minskar med drygt 6.5 tusen ton koldioxidutsläpp för diesel och drygt 1.6 tusen ton i kombination med HVO. Trots detta ökar merkostnaden något för Scenario 2 i kombination med HVO men minskar när batterilagret kombineras med diesel. Detta skulle kunna bero på att skillnaden i driftkostnad för Scenario 3 mellan HVO och diesel blir lägre. Samtidigt blir skillnaden i koldioxidutsläpp mycket större med diesel än HVO vilket leder till en lägre merkostnad för diesel och en högre merkostnad för HVO. Detta beror på att HVO redan släpper ut mindre koldioxid vid ett effektuttag på 8 MW jämfört med fallet med enbart diesel.

När sedan effektuttaget från elnätet ökar till 12 MW uppnår Scenario 2 en täckningsgrad på 100%. Detta innebär att batterilagret täcker all effektanvändning och inga dieselgeneratorer behövs. På grund av detta minskar kostnaden till nästan 62.6 miljoner SEK jämfört med ursprungskostnaden på 146.1 miljoner SEK för diesel och 153.3 miljoner SEK för HVO. Merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid blir dock mycket högre, 22.76 SEK. Detta beror på att skillnaden i kostnad blir större jämfört med skillnaden i koldioxidutsläpp.

Scenario 3 har liknande resultat som Scenario 2. När effektuttaget från elnätet ökar till 10 MW uppgår täckningsgraden till drygt 94% vilket fortfarande är högt, men aningen lägre än för Scenario 2. Även kostnaden minskar drastiskt. Ursprungskostnaden går från drygt 123 miljoner respektive nästan 135 miljoner ner till drygt 52 miljoner SEK för båda fallen. Koldioxidutsläppen minskar även för Scenario 3 där drygt 6 tusen ton koldioxidutsläpp elimineras när batterilagret kombineras med diesel och effektuttaget ökar till 10 MW. För HVO minskar koldioxidutsläppen inte lika mycket då HVO har mycket lägre koldioxidutsläpp från början. Däremot minskar det ungefär lika mycket

procentuellt, vilket resulterar i en minskning av utsläpp på lite mer än 1.4 tusen ton koldioxid.

Allt detta resulterar i en merkostnad per eliminerat kilogram som minskar för både HVO och diesel. Merkostnaden för diesel blir -1.55 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp och merkostnaden för HVO blir -0.82 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp. Negativa merkostnader innebär i detta fall att det är mer ekonomiskt fördelaktigt med Scenario 3 än att täcka allt effektbehov med enbart diesel. Detta beror på att den totala kostnaden för Scenario 3 på drygt 52 miljoner är lägre än fallet att täcka allt med diesel, motsvarande kostnad på drygt 56 miljoner. Detta betyder att SKB i stort sett sparar 1.55 SEK respektive 0.83 SEK per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp om de väljer Scenario 3, ett batterilager med energilagringskapacitet på 10 MWh och effektkapacitet 2.5 MW i stället för att enbart täcka effektbehovet med diesel.

När effektuttaget från elnätet i stället ökar till 12 MW uppnås täckningsgraden till drygt 99% vilket resulterar i att nästan går att täcka all effektanvändning med effektuttaget på 12 MW i kombination med batterilagret. Det krävs dock fortfarande en dieselgenerator eftersom det kvarstår ett effektbehov som ej kan täckas med enbart batterilager för Scenario 3. Detta är något som är unikt då resterande scenarier uppnår en täckningsgrad på 100% när effektuttaget ökar till 12 MW. Trots att Scenario 3 inte uppnår 100% minskar kostnaden till 35.3 miljoner SEK för diesel och 35.9 miljoner SEK för HVO. Även koldioxidutsläppen minskar, men till skillnad mot resterande scenarier finns det fortfarande utsläpp från diesel respektive HVO bränslet.

I övriga scenarier har koldioxidutsläppen från diesel- och HVO-bränsle eliminerats helt. För Scenario 3 resulterar utsläppen i 470 ton koldioxid för diesel och 98 ton koldioxid för HVO. Trots att alla parametrar minskar får även detta scenario en högre merkostnad per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp. Anledningen är att fallet med enbart diesel medför relativt låga koldioxidutsläpp, eftersom majoriteten av effektbehovet redan täcks av det utökade effektuttaget på 12 MW. Detta gör att priset för att eliminera ett kilogram koldioxidutsläpp blir dyrare när utsläppen är lägre, trots att kostnaden minskar så minskar den inte proportionerligt med utsläppen.

Avslutningsvis för Scenario 4, minskar kostnaderna för både HVO och diesel med ungefär 60 miljoner SEK när effektuttaget ökar till 10 MW. Täckningsgraden uppgår till nästan 99% vilket resulterar i att ytterst lite diesel eller HVO behövs. Likt alla andra scenarier minskar kostnaden även för Scenario 4, även koldioxidutsläppen blir lägre. För Scenario 4 blir koldioxidutsläppen låga redan vid 10 MW där en kombination med diesel resulterar i 550 ton koldioxidutsläpp och för HVO 120 ton koldioxidutsläpp. På samma sätt som tidigare, blir merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxidutsläpp högre på grund av den höga kostnaden och att koldioxidutsläppen för fallet med enbart diesel är relativt låga. När effektuttaget från elnätet ökar till 12 MW förekommer en liknande trend för Scenario 4 som för Scenario 2. Täckningsgraden är 100% och inga dieselgeneratorer behövs. Merkostnaden per eliminerat kilogram koldioxid uppgår till

36.38 SEK. Detta är rimligt eftersom koldioxidutsläppen är ännu lägre men minskar inte proportionellt med investeringskostnaden.

6.4 Studiens trovärdighet

Datan som representerar SKB:s totala effektförbrukning har utgått från effektdata för tunneldrivning. Datan som används i detta arbete har därför skalats upp för att matcha effektbehovet under åren men med en effektförbrukning som varierar enligt tunneldrivning. Tunneldrivning är en stor process i byggandet och det var den data som fanns att tillgå på timbasis. Detta ger upphov till en viss osäkerhet, då variationerna i effektförbrukningen troligtvis skiljer sig något i det verkliga fallet när byggnadsprocessen är igång på riktigt. Batteriets upp- och nedladdning kan därför skilja sig något när det sätts i drift mot hur det simulerats för.

Eftersom batteribranschen är under ständig utveckling och investeringskostnaden som används i denna studie är en ungefärlig prediktion utifrån flera olika källor bör det finnas i åtanke att batteripriset kan komma att ändras i framtiden. Denna studie studerar storskaliga batterilager vilket medför en osäkerhet med tanke på pris. Kostnader på specifika storskaliga batterilager är sällan publicerade eftersom det ofta sker en intern förhandling kring priset. Detta gäller även för dieselgeneratorer och priset för diesel och HVO, där kostnaden också kan komma att förändras i framtiden. Det råder även en viss osäkerhet kring elpriset som har använts för driftkostnaden för batterilagret. Elpriset är ett medelvärde från två olika dagar, en vinterdag och en sommardag. Detta leder till att det finns risk att det kan vara lite missvisande då alla dagar ser olika ut gällande elförbrukning och elpris.

6.5 Framtida studier

Detta arbete fokuserar på litiumjonbatterier. Vid en framtida studie kan det vara av intresse att även studera andra batterityper, eller till och med andra tekniker för energilagring. Det hade även kunnat vara intressant att undersöka om ett batterilager med ett annat C-tal påverkar kostnad eller täckningsgrad. Om det hade varit möjligt med ett högre C-tal, vilket hade resulterat i att batteriet hade kunnat ladda upp snabbare, hade det kunnat resulterat i att batterilagret hade täckt mer av effektbehovet. Det är inte säkert att det skulle finnas utrymme för detta med tanke på ett begränsat effektuttag från elnätet.

För att vidare undersöka hur batterilagring kan bli kostnadseffektivt skulle exempelvis solceller kunna inkluderas i undersökningen. I SKB:s fall laddar batterilagret upp överskottseffekt från effektuttaget från elnätet. Trots att batterilagret har möjlighet att laddas upp, då det ofta ej är fulladdat, är detta inte möjligt när all eller majoriteten av elen från effektuttaget från elnätet används för att täcka det aktuella effektbehovet. Det går att utläsa ur graferna i resultatet att majoriteten av batteriernas uppladdningar sker under kvällar och nätter. Att addera ytterligare en effektkälla, då effektuttaget från elnätet rätt frekvent nyttjas till max, hade kunnat ökat batterilagrets nyttjandegrad. Om

SKB skulle tänkas vara öppen för fler energikällor, där uppladdningen av batterilagret inte är lika beroende av effektuttag från elnätet, skulle batterilagret kunna nyttjas mer.

7. Slutsatser

Syftet med detta arbete var att bestämma vilken dimension av batterilager som är den mest optimala för att på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt, säkerställa effekt för byggandet av slutförvaren i Forsmark. Det skulle dessutom undersökas vilket år som är lämpligast för implementering av ett batterilager för att uppnå högsta möjliga nyttjandegrad samt hur den föreslagna dimensionen av batterilagret påverkas om den tillgängliga effekten i elnätet skulle utökas.

Ur ett kostnadsperspektiv ökar den totala kostnaden i takt med batteriets storlek. Ur ett hållbarhetsperspektiv gäller däremot det motsatta, scenarier med större dimension av batterilager leder till mindre bränsleförbrukning och därmed lägre koldioxidutsläpp. Detta resulterar i att Scenario 1 har lägst utsläpp och Scenario 3 släpper ut mest koldioxid. Scenario 1 har den högsta kostnaden, som är betydligt högre jämfört med övriga scenarier. Scenariot har även lägst koldioxidutsläpp. Trots att koldioxidutsläppen till stor del reduceras, är Scenario 1 alldeles för dyrt, både gällande totalkostnaden och när merkostnaden per kilogram eliminerat koldioxid beaktas. På samma sätt som ordningen för kostnad och mängd koldioxidutsläpp, har den minsta dimensionen av batterilager, Scenario 3, högst nyttjandegrad och det största batterilagret, Scenario 1, lägst nyttjandegrad.

Scenario 1 har redan konstaterats vara för dyrt. Scenario 3 är fördelaktigt att välja ur ett nyttjandegrad- och kostnadsperspektiv men hållbarhetsperspektivet tas inte i beaktande då det scenariot släpper ut mest koldioxid. SKB bör välja ett scenario som tar alla perspektiv i beaktande. Den slutgiltiga rekommendationen är att välja Scenario 2 med en energilagringskapacitet på 20 MWh och effektkapacitet på 5 MW i kombination med HVO för implementering. Det scenariot har näst lägst kostnad, det har näst högst nyttjandegrad och det är tredje bäst på att reducera utsläppen. Om Scenario 2 jämförs med Scenario 4 har Scenario 2 en bättre nyttjandegrad och en billigare totalkostnad vilket stödjer att välja Scenario 2. Gällande merkostnadsanalysen för Scenario 2 är den lägre än den accepterade kostnaden på 7 SEK om HVO används, därav rekommendationen med HVO.

Batterilagret bör implementeras tidigast år 2032, på så sätt nyttjas livslängden på bästa sätt. Om SKB väljer att följa rekommendationen och implementera batterilagret från Scenario 2 under 2032 är det fördelaktigt att köpa in dieselgeneratorerna successivt för att täcka det effektbehov som överstiger 8 MW mellan år 2028 och 2031.

Om den tillgängliga effekten i elnätet skulle utökas till 10 MW minskar koldioxidutsläppen till stor del eftersom en mindre mängd diesel eller HVO förbrukas. Även kostnaden minskar då färre dieselgeneratorer behövs. Det är enbart Scenario 1 som inte påverkas lika mycket av en ökning av effektuttag från elnätet då koldioxidutsläppen under drift redan är noll och driftkostnaderna består enbart av el. För SKB kan det vara lönsamt att studera Scenario 3 som ett alternativ om en ökning av effektuttag från elnätet till 10 MW skulle ske. Detta är på grund av att det är det enda

scenariot som har en lägre kostnad jämfört att täcka allt med diesel vid ett effektuttag på 10 MW. Samtidigt bör SKB ha i åtanke att det inte förändrar att Scenario 3 släpper ut mest koldioxid av alla scenarier.

Vid en ökning av effektuttag från elnätet till 12 MW så stärker detta att investera i Scenario 2 då batterilagret på egen hand täcker allt effektbehov. Detta skiljer sig från Scenario 3, som inte kan täcka all effektanvändning trots ett ökat effektuttag från elnätet till 12 MW. Samtliga scenarier, med undantag för Scenario 3, uppnår en täckningsgrad på 100%. Detta betyder att det inte behövs några dieselgeneratorer för dessa scenarier om den tillgängliga effekten i elnätet skulle utökas till 12 MW.

Referenser

Australian Academy of Science. (2024). “How a battery works”, https://www.science.org.au/curious/technology-future/batteries [Hämtad: 2025-02-04]

Babamohammadi, S., Birss, A.R., Pouran, H., Pandhal, J. & Borhani, T.N. (2025). “Emission control and carbon capture from diesel generators and engines: A decade-long perspective. Carbon Capture Science & Technology “ https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656825000193 [Hämtad: 2025-02-15]

Battery University. (2021). “BU-402: What Is C-rate?” https://batteryuniversity.com/article/bu-402-what-is-c-rate [Hämtad: 2025-02-21]

Battery University. (2022). “BU-204: How do Lithium Batteries Work?” *https://batteryuniversity.com/article/bu-204-how-do-lithium-batteries-work* [Hämtad: 2025-02-21]

Berlin, A. (2025). Personlig intervju, 17 februari. Projektansvarig, Vattenfall Eldistribution.

BloombergNEF. (2024). “Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to $115 per Kilowatt-Hour :BloombergNEF.” https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/ [Hämtad: 2025-02-27]

BloombergNEF. (2023). “Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of $139/kWh.” https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/ [Hämtad: 2025-03-16]

Cole, W. & Frazier, A. W. (2019). “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. https://www.osti.gov/servlets/purl/1529218 [Hämtad: 2025-03-22]

Drivkraft Sverige. (2024a). ”Utveckling av försäljningspris för bensin, dieselbränsle och etanol - per år.” https://drivkraftsverige.se/fakta-statistik/priser/ [Hämtad: 2025-04-11]

Drivkraft Sverige. (2024b). ”Beräkningsfaktorer.” https://drivkraftsverige.se/fakta-statistik/berakningsfaktorer/ [Hämtad: 2025-02-19]

Elbruk. (2025). ”Elpris historik 2025.” https://www.elbruk.se/elpris-historik-2025 [Hämtad: 2025-02-24]

Elbruk. (2024). ”Elpris historik 2024.” https://www.elbruk.se/elpris-historik-2024 [Hämtad: 2025-02-24]

Ellevio. (2019). ”Effektbrist eller kapacitetsbrist – eller både och? Vi reder ut begreppen.” Ellevio | Effektbrist eller kapacitetsbrist – eller både och? Vi reder ut begreppen [Hämtad: 2025-02-02]

Elsäkerhetsverket. (2016). ”Informationsbehov och elsäkerhetskrav rörande små- och storskalig energilagring av el.” https://www.elsakerhetsverket.se/om-oss/publikationer/rapporter/rapport-informationsbehov-och-elsakerhetskrav-rorande-sma--och-storskalig-energilagring-av-el/ [Hämtad: 2025-02-03]

Elsäkerhetsverket. (2022). ”Planera ditt batterilager.” https://www.elsakerhetsverket.se/privatpersoner/din-elanlaggning/bygga-och-renovera/installation-av-batterilager/planera-ditt-batterilager/ [Hämtad: 2025-02-05]

Energifabriken. (u.å.). ”HVO100.” HVO100, Neste MY Förnybar Diesel™, ett fossilfritt bränsle - Energifabriken [Hämtad: 2025-03-26.]

Energimarknadsinspektionen. (2024). ”Så här är elnätet uppbyggt.” Så här är elnätet uppbyggt - Energimarknadsinspektionen [Hämtad: 2025-03-11]

Energysage. (2022). “Lead acid vs lithium-ion battery comparison.” https://www.energysage.com/energy-storage/types-of-batteries/lithium-ion-vs-lead-acid-batteries/ [Hämtad: 2025-02-12]

E.ON. (2024). ”Vad är elbrist, effektbrist och kapacitetsbrist?” Vad är elbrist, kapacitetsbrist och effektbrist? [Hämtad: 2025-03-10]

Exchange Rates. (2024). ”USD till SEK växelkurshistorik för 2024.” https://www.exchange-rates.org/sv/vaxelkurs-historia/usd-sek-2024 [Hämtad: 2025-02-04]

Exchange Rates. (2018). ”USD till SEK växelkurshistorik för 2018.” https://www.exchange-rates.org/sv/vaxelkurs-historia/usd-sek-2018 [Hämtad: 2025-02-04]

Fu, R., Remo, T. & Margolio, R. (2018). ”Utility-Scale Photovoltaics Plus-Energy Storage System Costs Benchmark.” Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf [Hämtad: 2025-02-07]

GlobalPetrolPrices. (2025). ”Diesel prices.”. https://www.globalpetrolprices.com/diesel_prices/ [Hämtad: 2025-03-19]

HoloBattery. (u.å.). “How long do lithium batteries last?” https://holobattery.com/how-long-do-lithium-batteries-last/#elementor-toc__heading-anchor-0 [Hämtad: 2025-02-06]

Johansson, B., Despeisse, M., Bokrantz, J. & Braun, G., (2024), “Challenges and opportunities to advance manufacturing research for sustainable battery life cycles.“

Department of Industrial and Materials Science, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden.
https://www.frontiersin.org/journals/manufacturingtechnology/articles/10.3389/fmtec.2024.1360076/ful [Hämtad: 2025-03-05]

Miljöfordon Sverige. (2021). ”HVO100.”
https://miljofordonsverige.se/miljo-bilar/bransleskola/hvo100/ [Hämtad: 2025-03-02]

MIT Electric Vehicle Team. (2008). “A Guide to Understanding Battery Specifications.”
https://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf [Hämtad: 2025-02-06]

Molaiyan, P., Bhattacharyya, S., dos Reis, G.S., Sliz, R., Paolella, A. & Lassi, U. (2024) “Towards greener batteries: sustainable components and materials for next-generation batteries”, Green Chemistry.
https://www.sciencedirect.com/org/science/article/pii/S1463926224006022 [Hämtad: 2025-03-04]

National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2019). “Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions.”
https://www.greeningthegrid.org/news/new-resource-grid-scale-battery-storage-frequently-asked-questions-1 [Hämtad: 2025-03-04]

Naturvårdsverket. (2023a). ”Beräkna klimatpåverkan.”
https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/luft-och-klimat/beraekna-klimatpaverkan/ [Hämtad: 2025-03-02]

Neste. (u.å.). ”Vad är HVO100?”.
Vad är HVO100? | Neste [Hämtad: 2025-03-26]

NordPool. (2025). “Day-ahead prices - Latest delivery date, SE3, EUR.”
https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest&currency=EUR&aggregation=PriceTrend&deliveryAreas=SE3 [Hämtad: 2025-02-24]

OKQ8.se. (2025-03-21). ”Priser”.
Priser [Hämtad: 2025-03-21]

Paramo. (u.å.). ”Hur fungerar en generator?”
https://paramo.org/hur-fungerar-generator/ [Hämtad 2025-03-05]

Power Circle. (2022). ”Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser”.
https://powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf [Hämtad: 2025-02-15]

PowerUp Tech. (2021). “Advantages and disadvantages of diesel generators”.
https://powerup-tech.com/advantages-and-disadvantages-of-diesel-generators/ [Hämtad: 2025-03-04]

Preem.se. ”HVO100”.
HVO100 - Preem.se [Hämtad: 2025-03-26]

Setzman, Erik. (2025). Konversation om Vattenfall Eldistributions pris per eliminerat kg CO2, SKB [e-post]. (Mailkontakt 7 mars 2025)

SKB. (2021). ”Finland ligger steget före”. https://skb.se/nyhet/finland-ligger-steget-fore/ [Hämtad: 2025-02-17]

SKB. (2022a). ”Finansiering”. https://skb.se/det-har-ar-skb/finansiering/ [Hämtad: 2025-01-28]

SKB. (2022b). ”Kärnbränsleförvaret byggs i 1,9 miljarder år gammalt berg”. https://skb.se/projekt-for-framtiden/karnbransleforvaret/ [Hämtad: 2025-01-29]

SKB. (2022c). ”Våra anläggningar”. https://skb.se/digitalt-besok/vara-anlaggningar/ [Hämtad: 2025-01-27]

SKB. (2023a). ”Hållbarhet”. https://skb.se/det-har-ar-skb/hallbarhet/skbs-nya-hallbarhetsplan/ [Hämtad: 2025-02-04]

SKB. (2023b). ”Slutförvaret för kortlivat radioaktivt avfall behöver byggas ut”. Utbyggnad av SFR - SKB [Hämtad: 2025-01-27]

SKB. (2025a). ”Byggstart för det svenska Kärnbränsleförvaret”, Byggstart för det svenska Kärnbränsleförvaret - SKB [Hämtad: 2025-01-28]

SKB. (2025b). ”Intern rapport investering i dieselgeneratorer”

Svenska Kraftnät. (2022). ”Lagring av el – omvärldsanalys”. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf [Hämtad: 2025-02-26]

Sveriges Riksdag. 2018. ”Utsläpp från solceller.” https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/skriftlig-fraga/utslapp-fran-solceller_h611850/ [Hämtad: 2025-03-05]

Tsiropoulos, I., Tarvydas, D. & Lebedeva, N. (2018). ”Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications – Scenarios for costs and market growth.” Luxemburg: Publications Office of the European Union. https://www.researchgate.net/publication/329467984_Li-ion_batteries_for_mobility_and_stationary_storage_applications_Scenarios_for_costs_and_market_growth [Hämtad: 2025-02-08]

Uniper. (u.å.) ”El och klimat”. https://www.uniper.energy/sv/sverige/om-uniper-i-sverige/en-elforsorjning-som-levererar/el-och-klimat [Hämtad: 2025-02-01]

Vattenfall. (u.å.). ”Plan för minskade koldioxidutsläpp”. https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vagen-mot-ett-fossilfritt-liv/plan-for-minskade-koldioxidutslapp [Hämtad: 2025-02-09]

Vattenfall Eldistribution. (2024). ”Nätutvecklingsplan 2025-2034” https://www.vattenfalleldistribution.se/globalassets/vattenfalleldistribution/om-elnatet/kapacitet-och-flexibilitet/natutvecklingsplaner/240913-vattenfall-natutvecklingsplaner-remissutgava.pdf [Hämtad: 2025-02-10]

Vattenfall Eldistribution, a, (u.å.). “Elnätets uppbyggnad”. https://www.vattenfalleldistribution.se/om-elnatet/elnatets-uppbyggnad/ [Hämtad: 2025-02-01]

Vattenfall Eldistribution, b. (u.å.). ”Batterilager Uppsala”. https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/innovation/batterilager/ [Hämtad: 2025-02-12]

Vi Bilägare. (2023). ”Är energiinnehållet olika i diesel?” https://www.vibilagare.se/bilfragan/ar-energiinnehallet-olika-i-diesel [Hämtad: 2025-03-08]

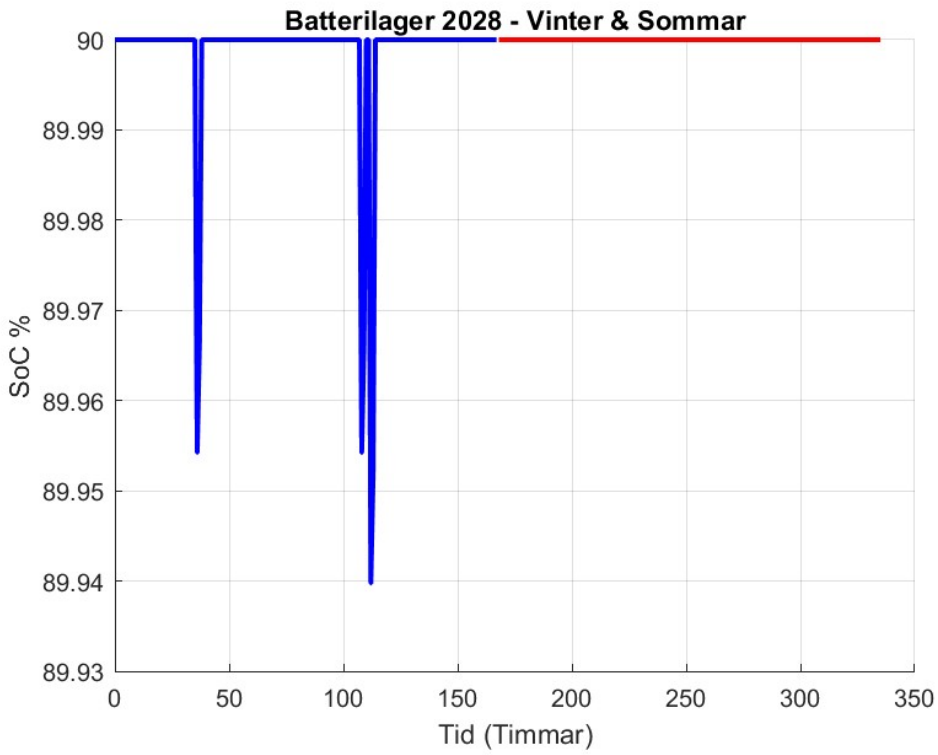
Wanwan, Xu., Huiying, Cao., Xingyu, Lin., Fuchun, Shu., Jialu, Du., Jungzhou, Wang. & Junjie, Tang. (2023). “Data-Driven Semi-Empirical Model Approximation Method for Capacity Degradation of Retired Lithium-Ion Battery Considering SOC Range”. Applied sciences. Data-Driven Semi-Empirical Model Approximation Method for Capacity Degradation of Retired Lithium-Ion Battery Considering SOC Range - Uppsala University [Hämtad: 2025-02-08]

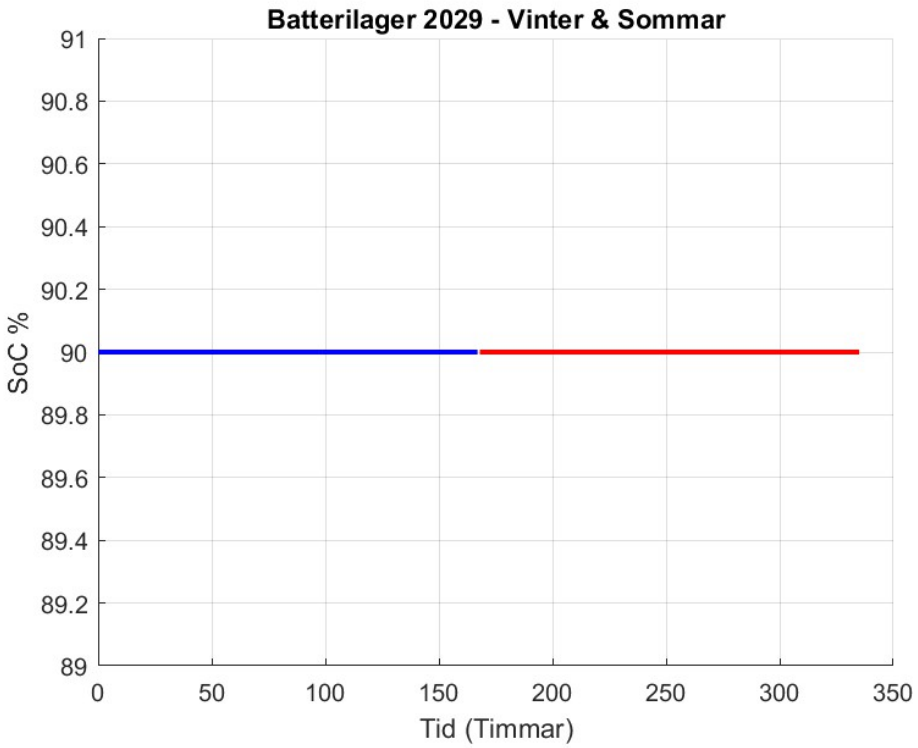
Wikner, E & Thiringer, T. (2018). “Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC”. Applied Science. (PDF) Analysis of On-Board Photovoltaics for a Battery Electric Bus and Their Impact on Battery Lifespan [Hämtad: 2025-02-13]

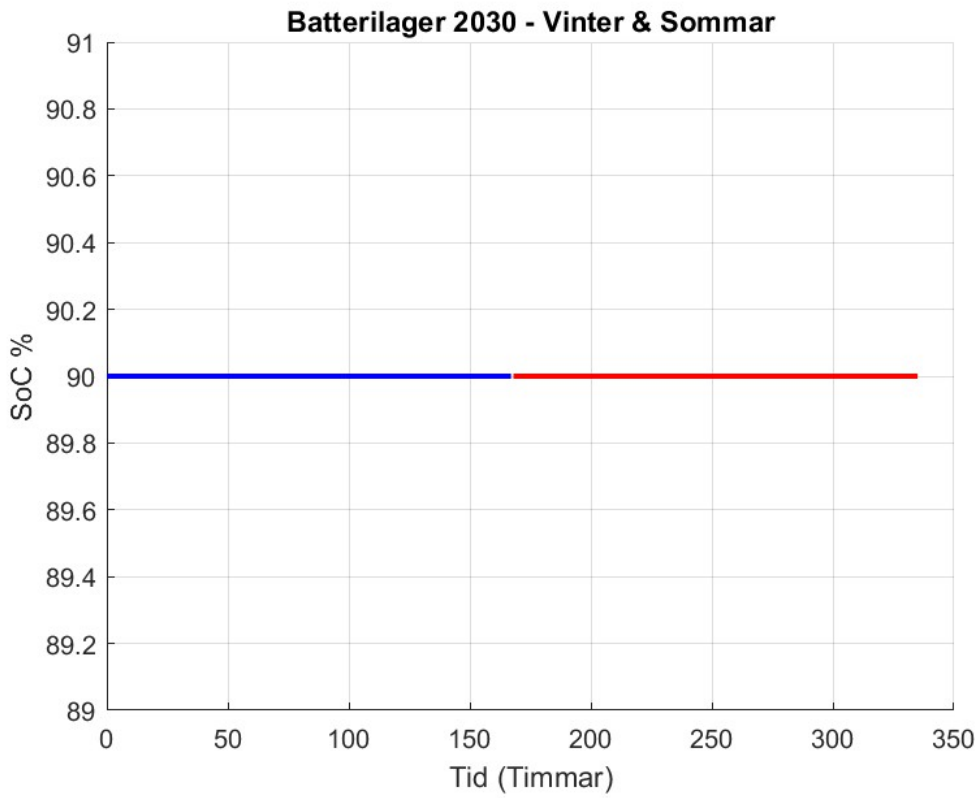
Zhu, Z., Jiang, T., Ali, M., Meng, Y., Jin, Y., Cui, Y. & Chen, W. (2022). “Rechargeable batteries for grid-scale energy storage”, Chemical Reviews, vol. 122, nr. 22. https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.chemrev.2c00289 [Hämtad: 2025-02-25]

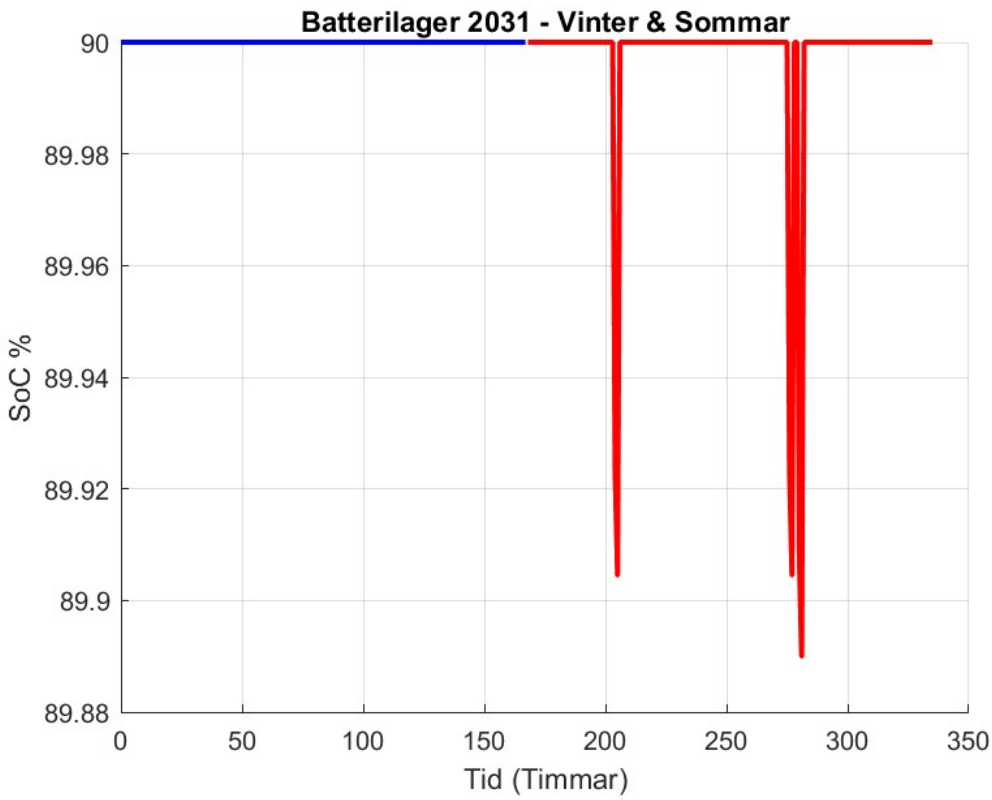
Bilagor

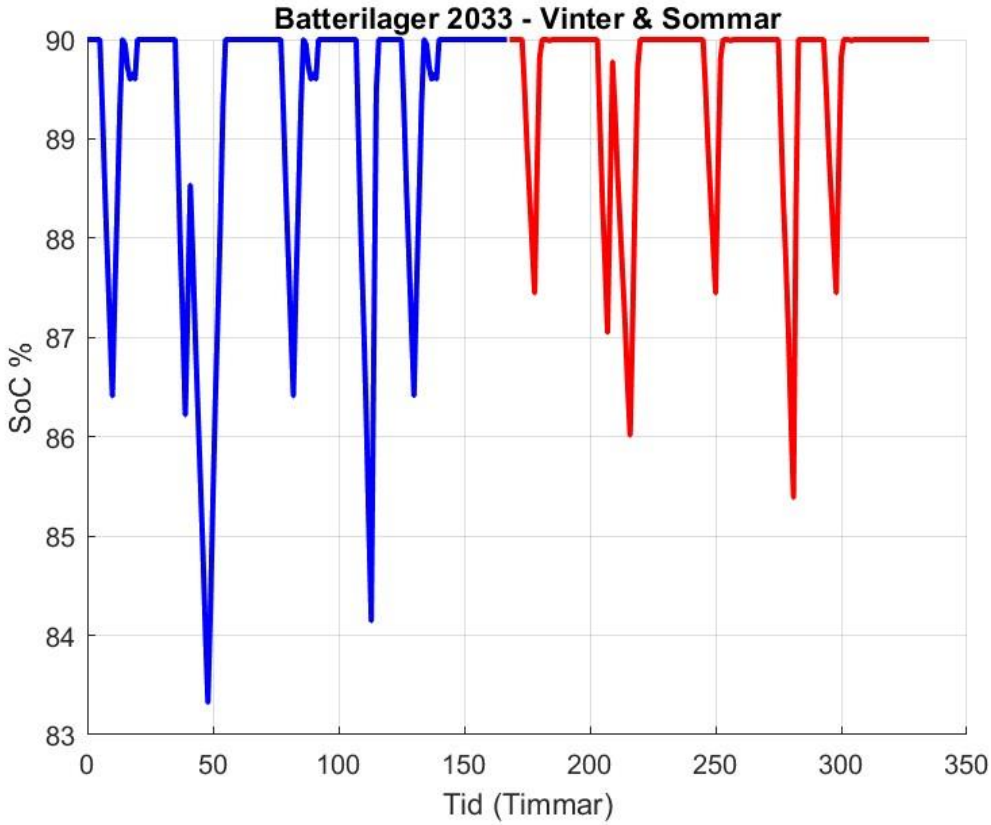
Scenario 1: Batterilager 200 MWh, 50 MW

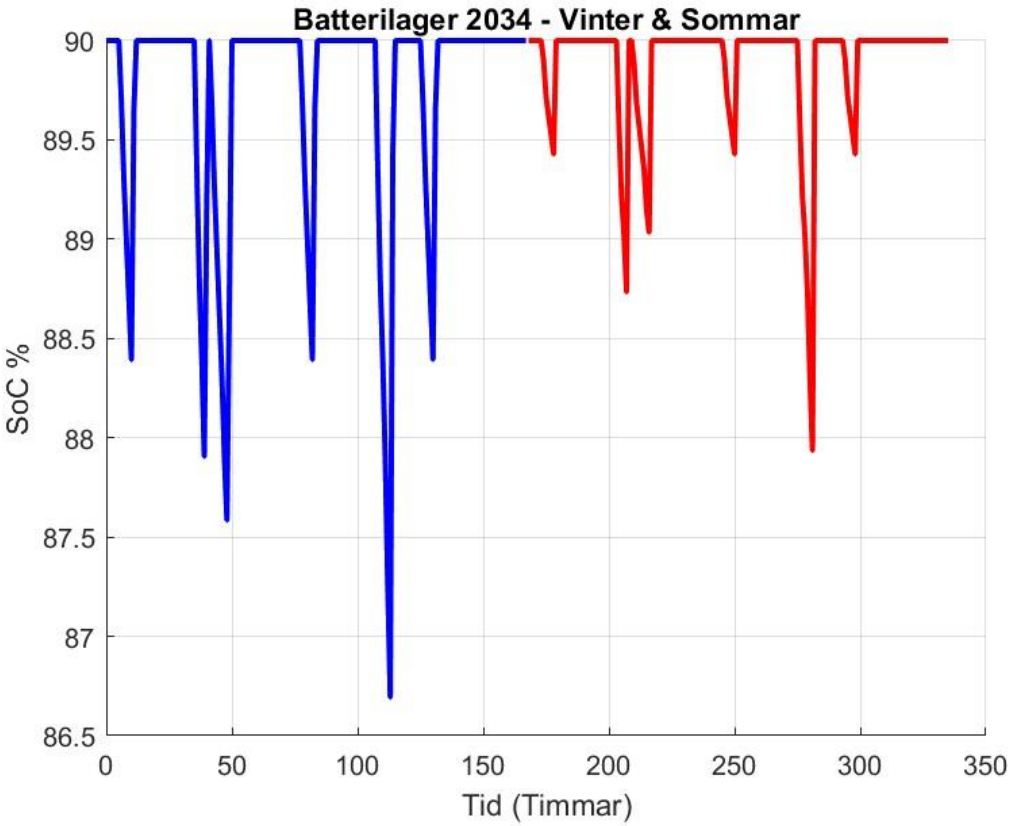


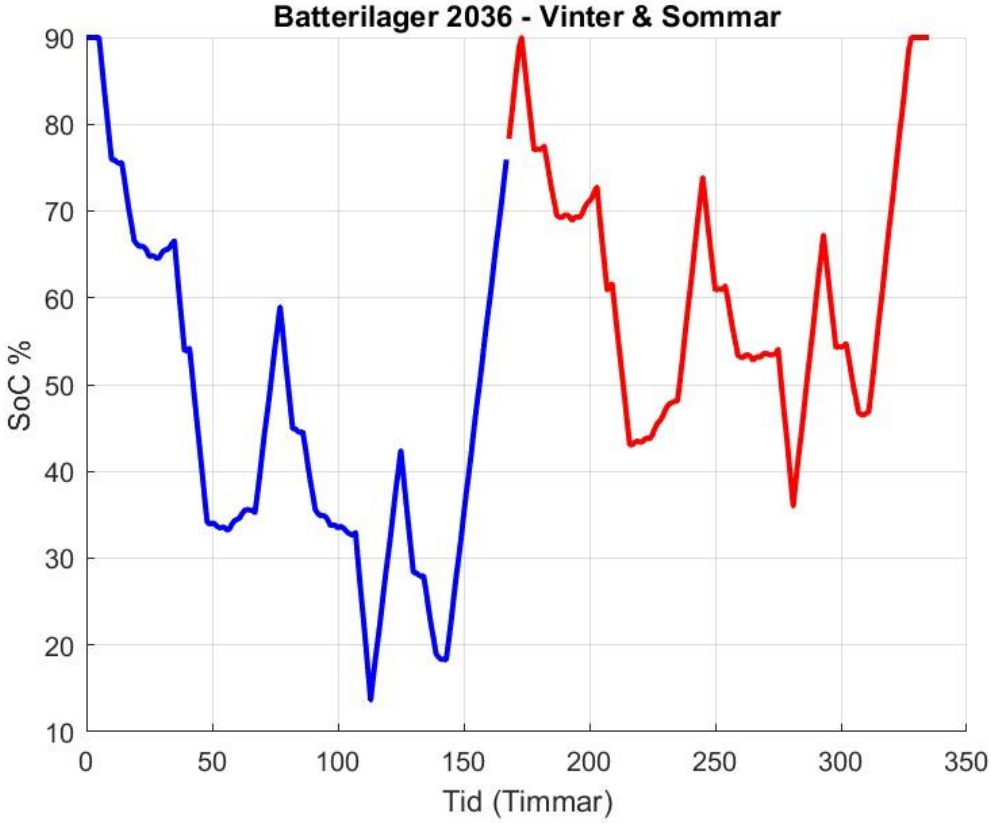


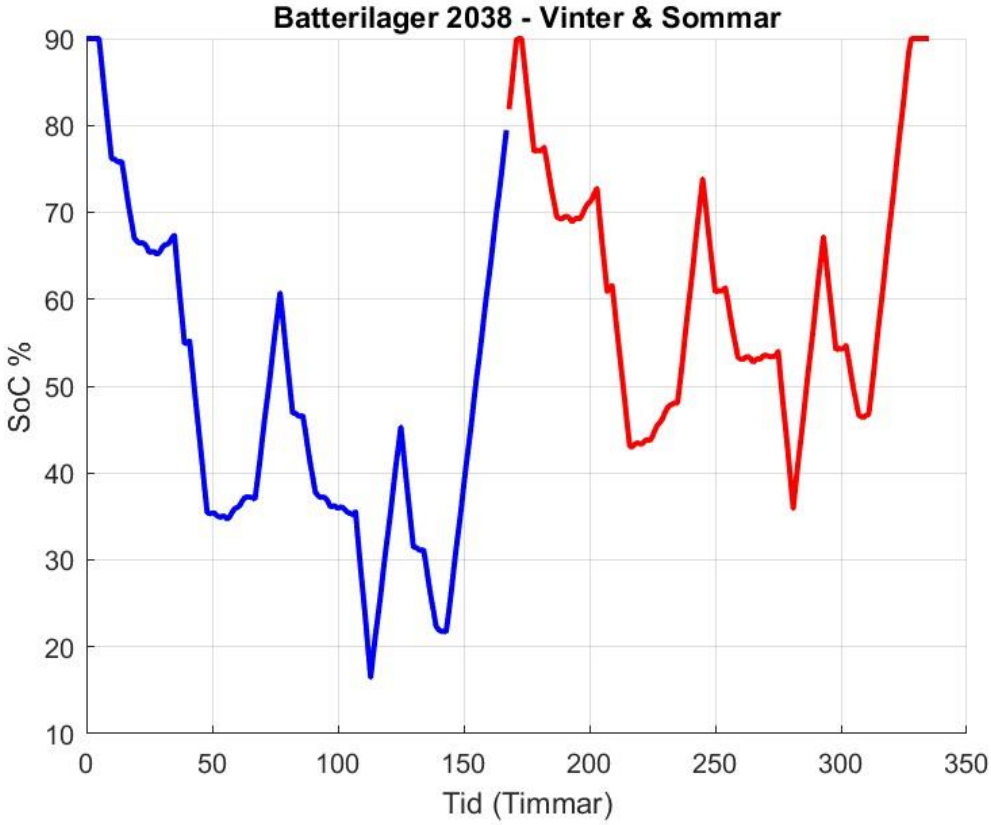

Batterilager 2030 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
91
90.8
90.6
90.4
90.2
90
89.8
89.6
89.4
89.2
89
0
50
100
150
200
250
300
350


Batterilager 2031 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
89.98
89.96
89.94
89.92
89.9
89.88
0
50
100
150
200
250
300
350

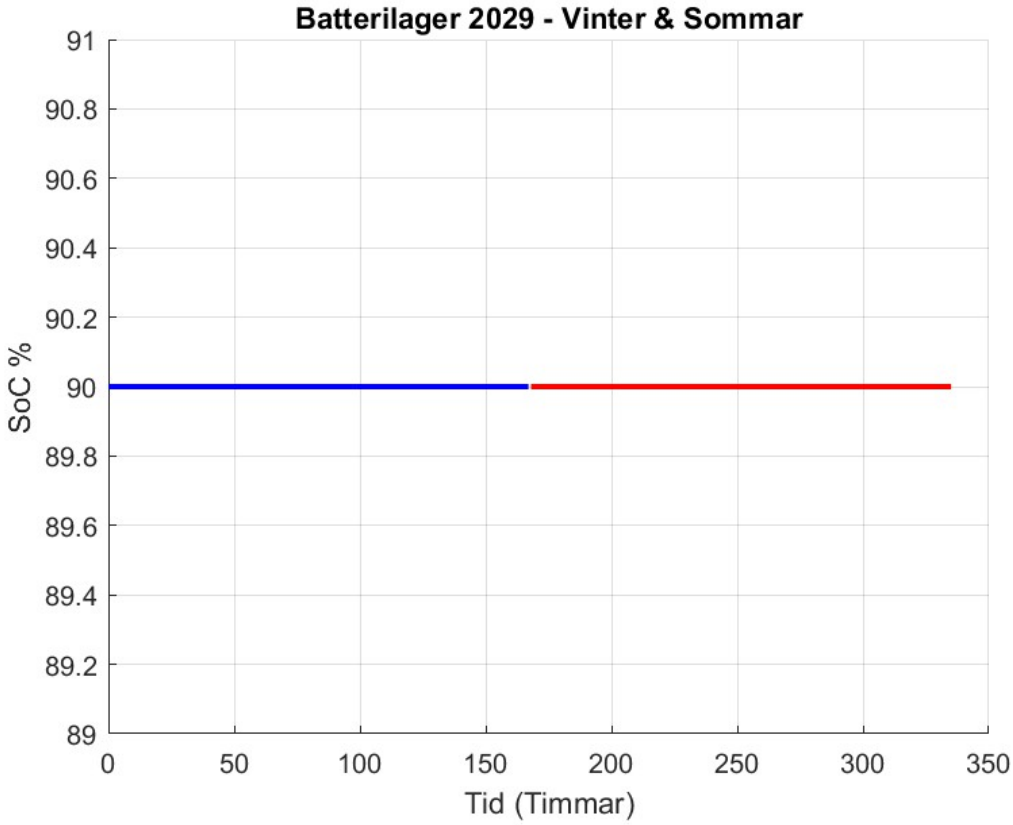

Batterilager 2033 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
89
88
87
86
85
84
83
0
50
100
150
200
250
300
350

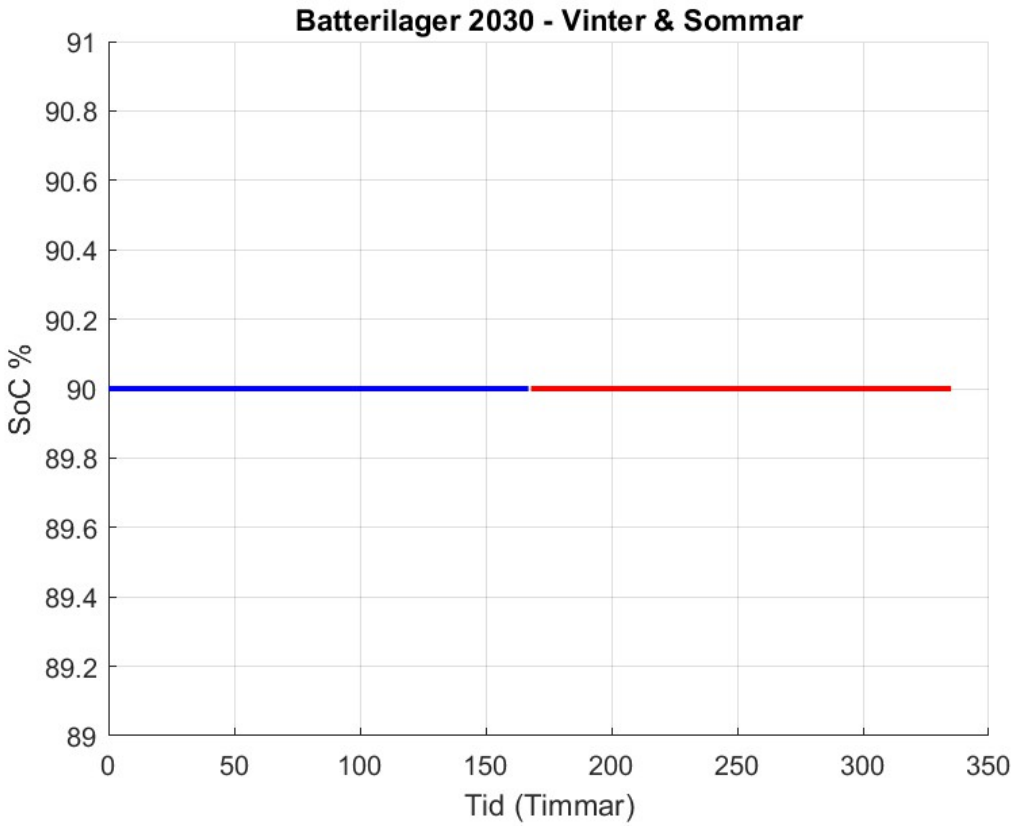

Batterilager 2034 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
89.5
89
88.5
88
87.5
87
86.5
0
50
100
150
200
250
300
350

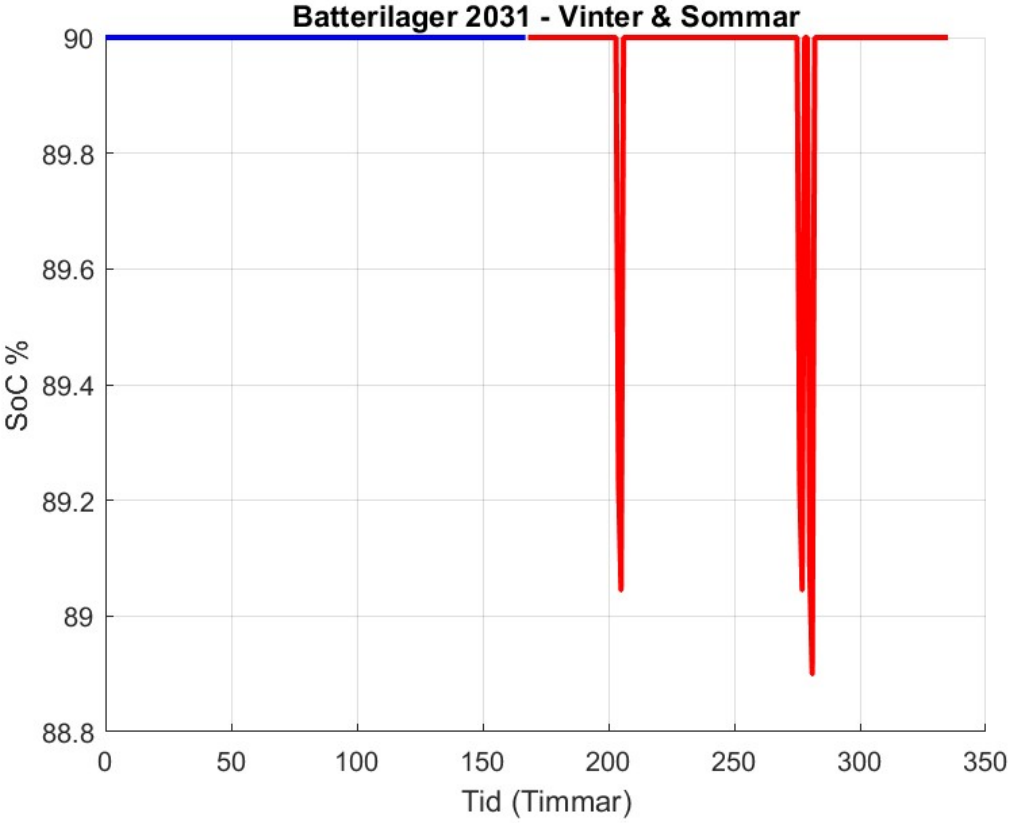

Batterilager 2036 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350

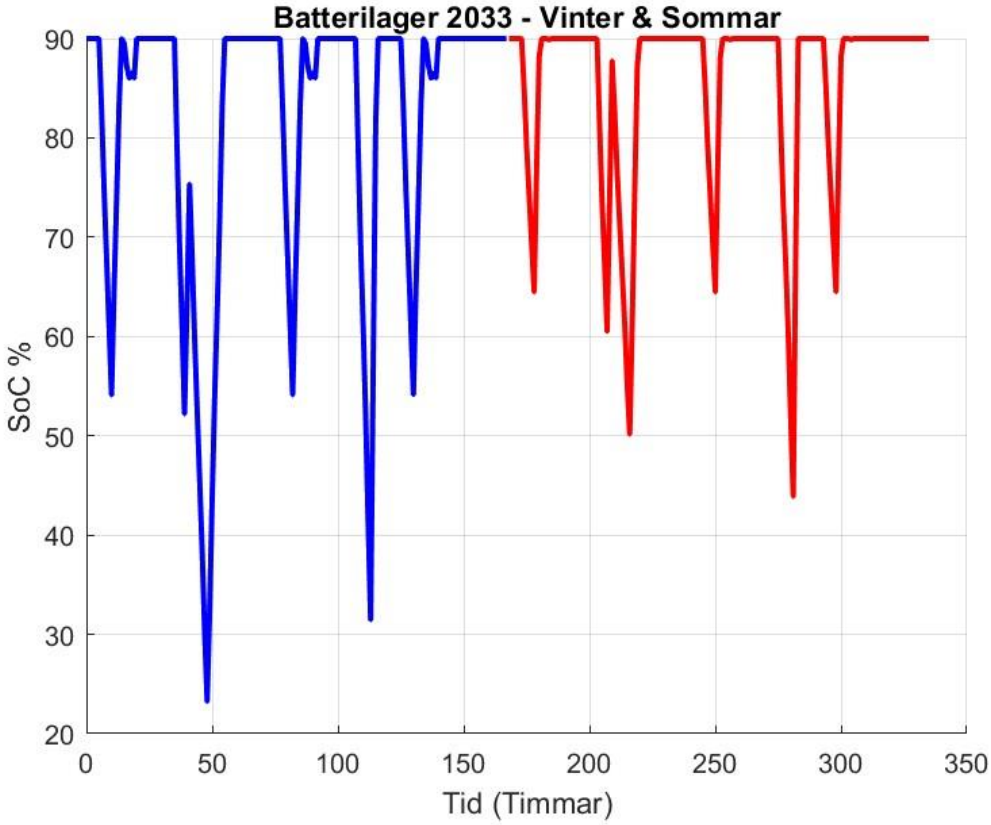

Batterilager 2038 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350

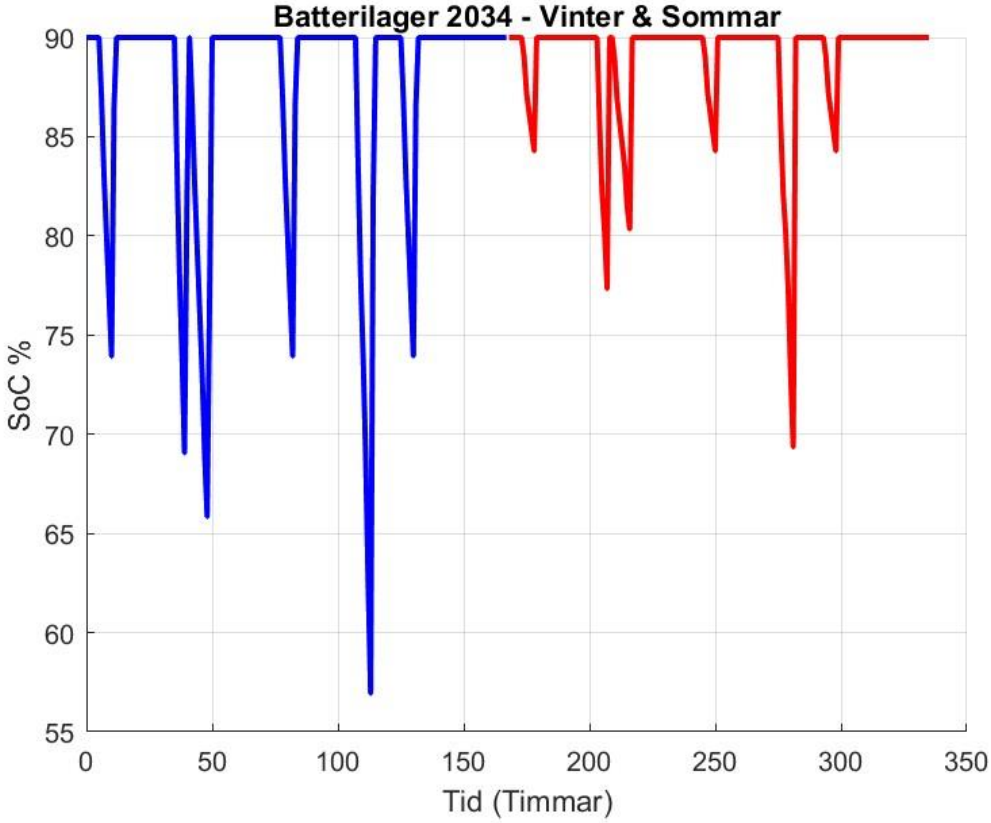
Scenario 2: Batterilager 20 MWh, 5 MW

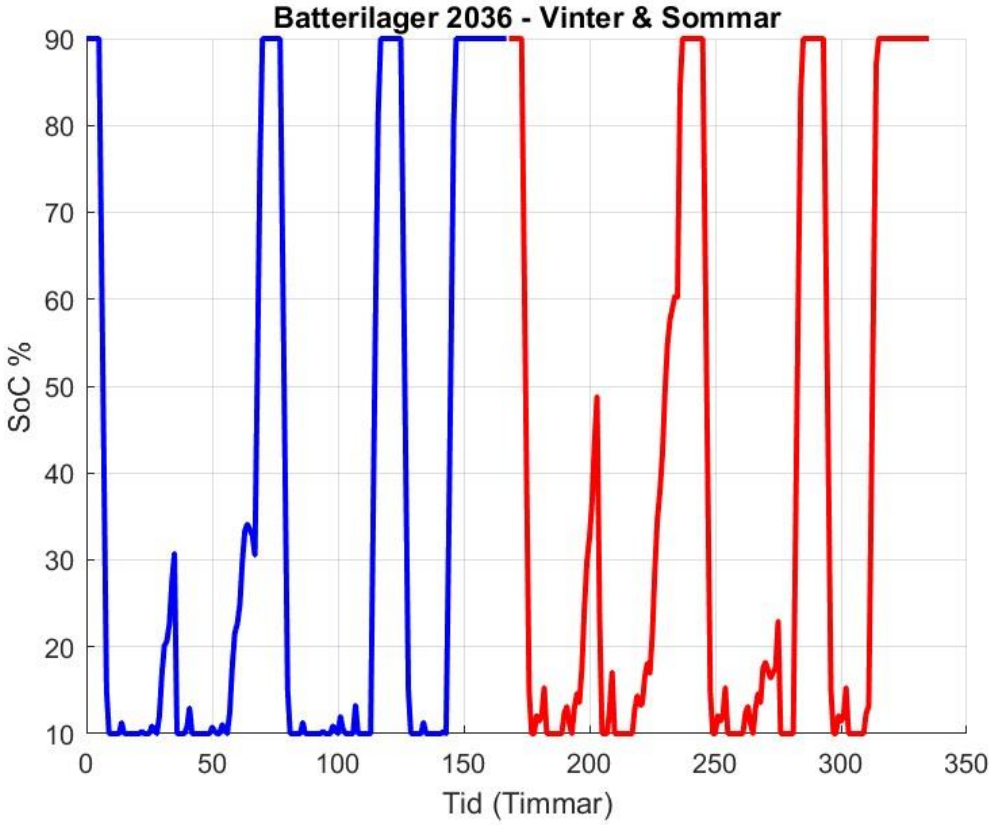


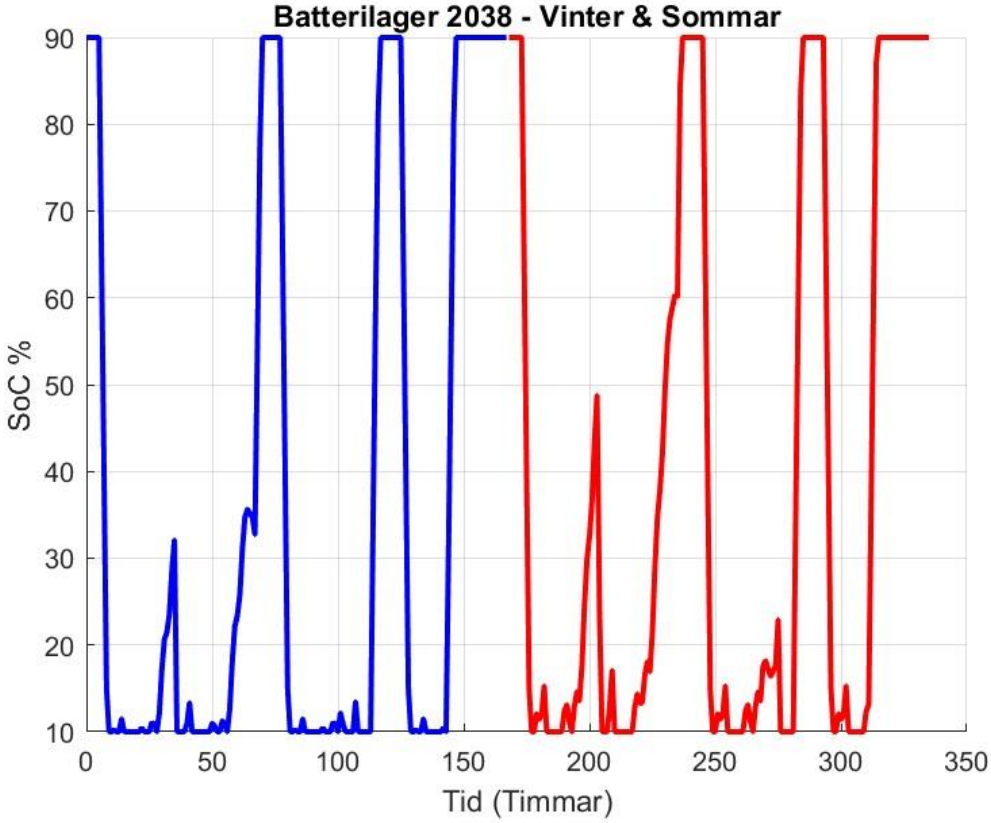



Batterilager 2031 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
89.8
89.6
89.4
89.2
89
88.8
0
50
100
150
200
250
300
350

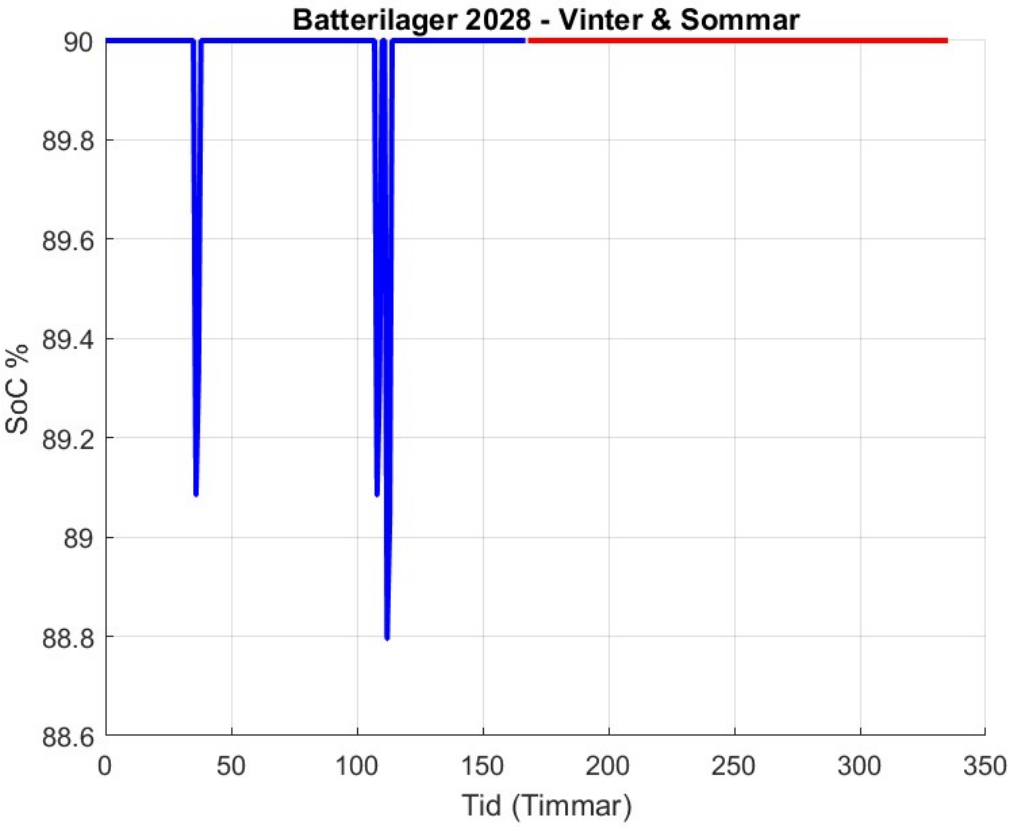

Batterilager 2033 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
0
50
100
150
200
250
300
350

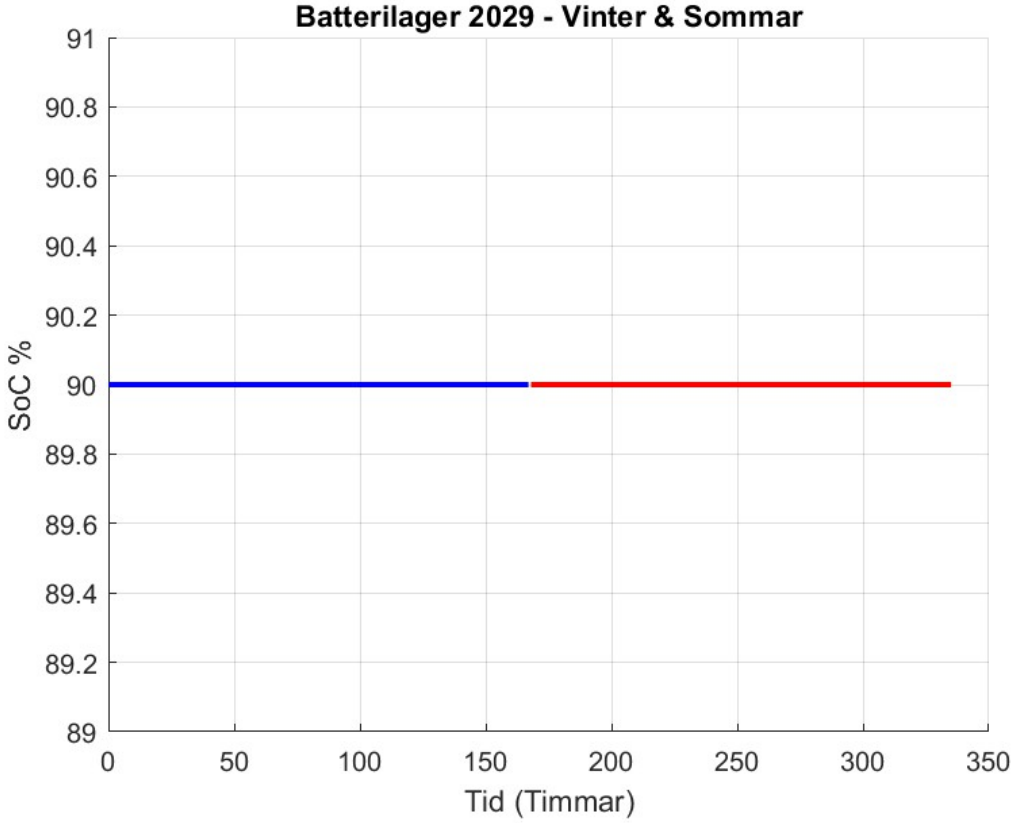

Batterilager 2034 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
85
80
75
70
65
60
55
0
50
100
150
200
250
300
350

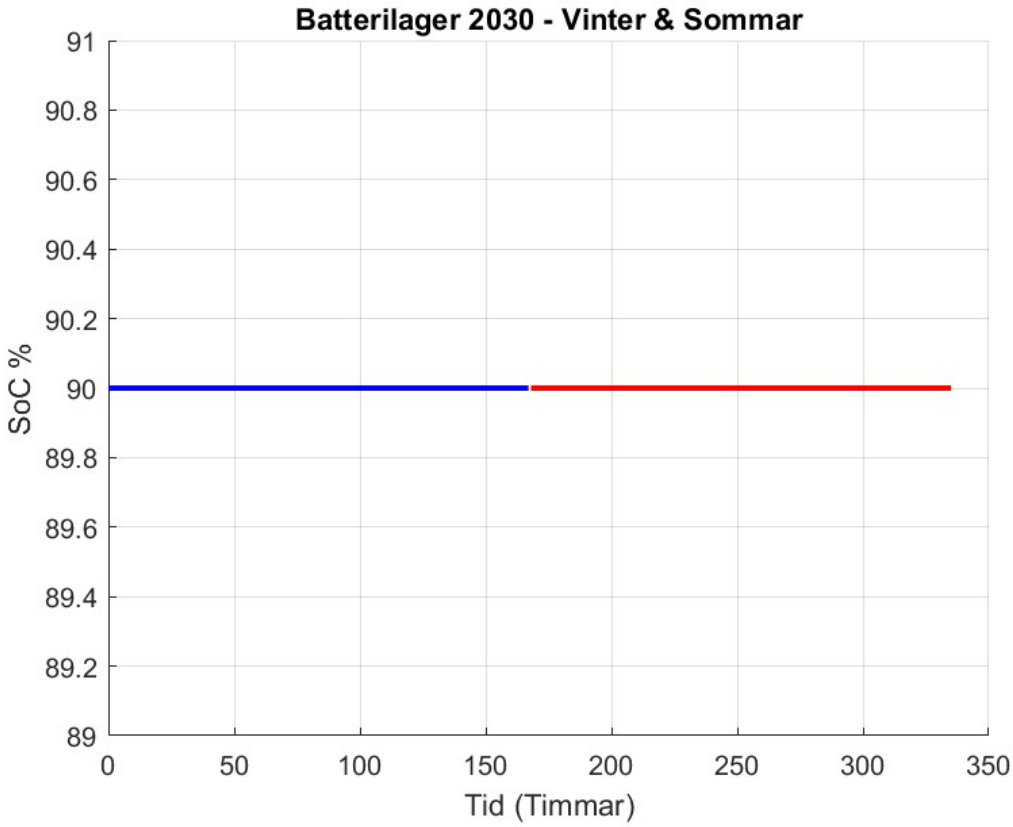

Batterilager 2036 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350

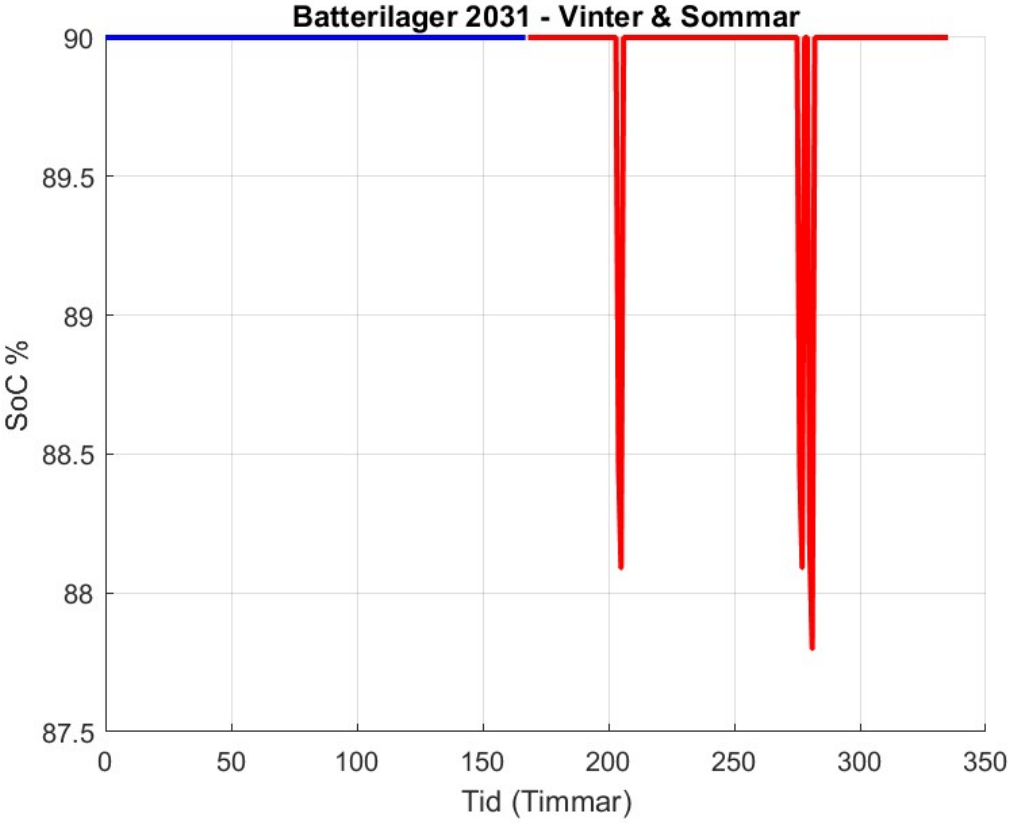


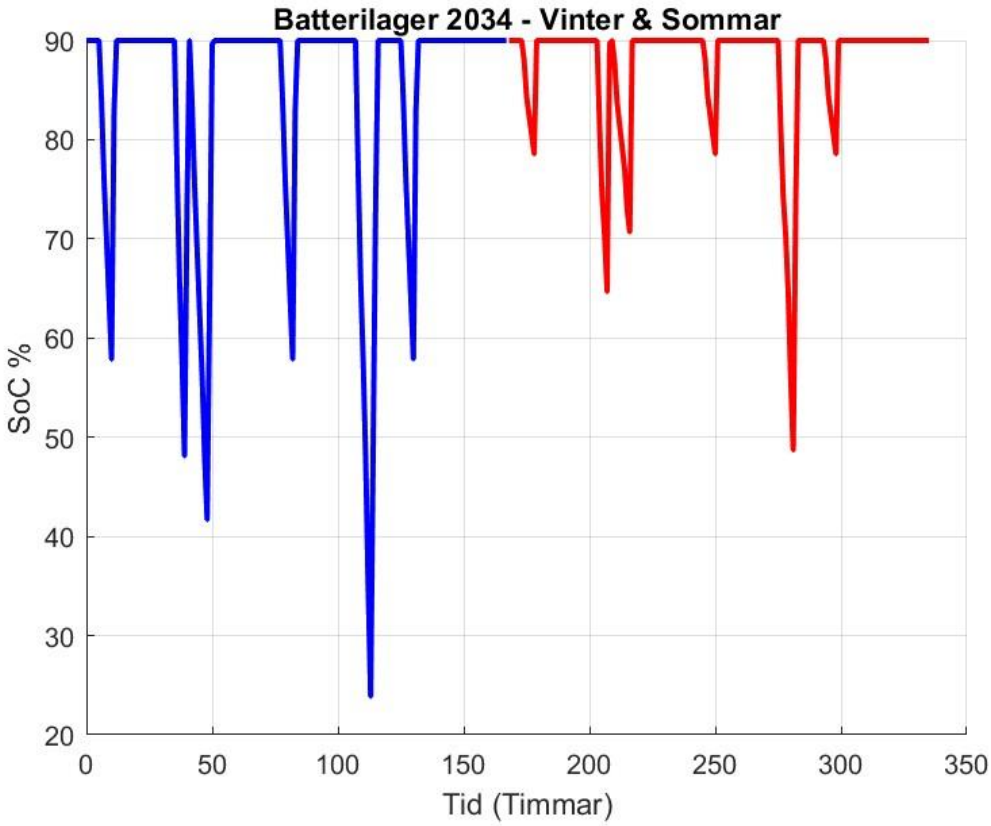
Scenario 3: Batterilager 10 MWh, 2.5MW

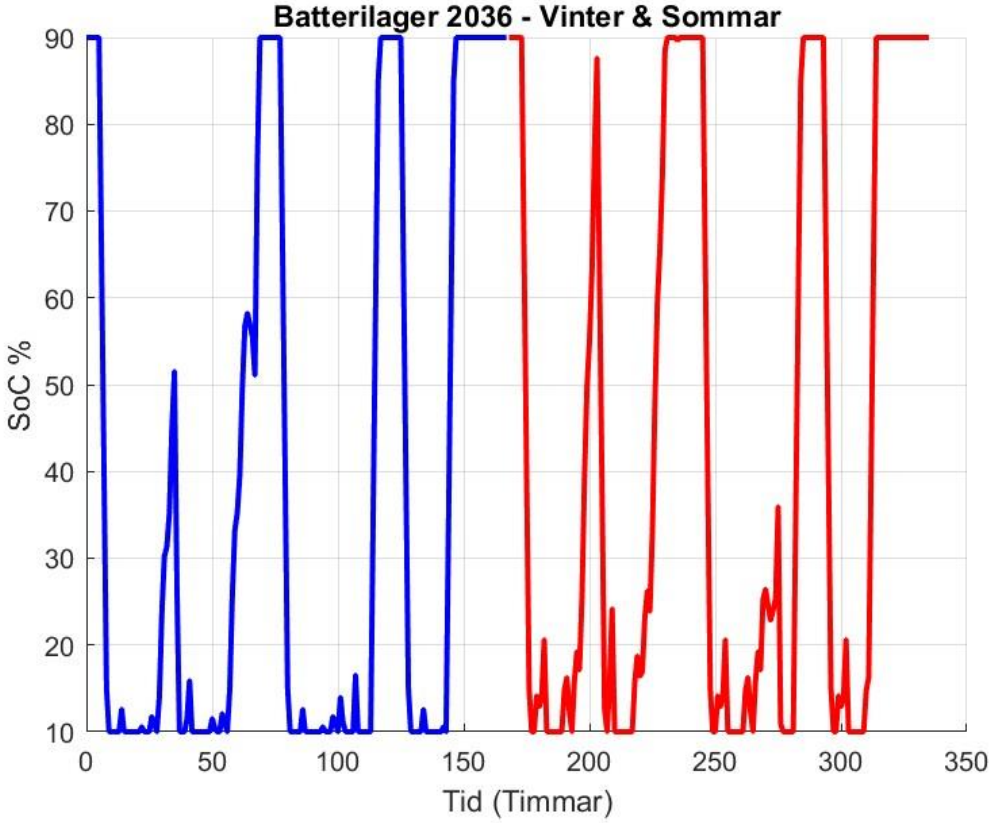


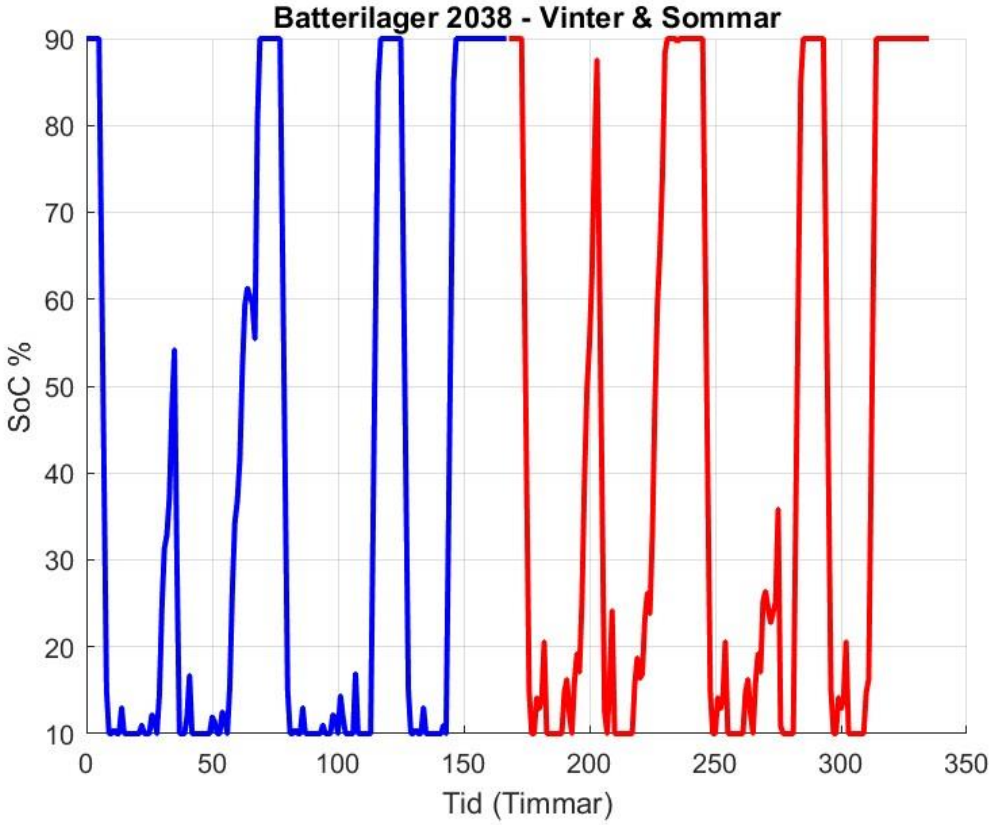

Batterilager 2029 - Vinter & Sommar
SoC %
91
90.8
90.6
90.4
90.2
90
89.8
89.6
89.4
89.2
89
0
50
100
150
200
250
300
350
Tid (Timmar)


Batterilager 2030 - Vinter & Sommar
SoC %
91
90.8
90.6
90.4
90.2
90
89.8
89.6
89.4
89.2
89
0
50
100
150
200
250
300
350
Tid (Timmar)

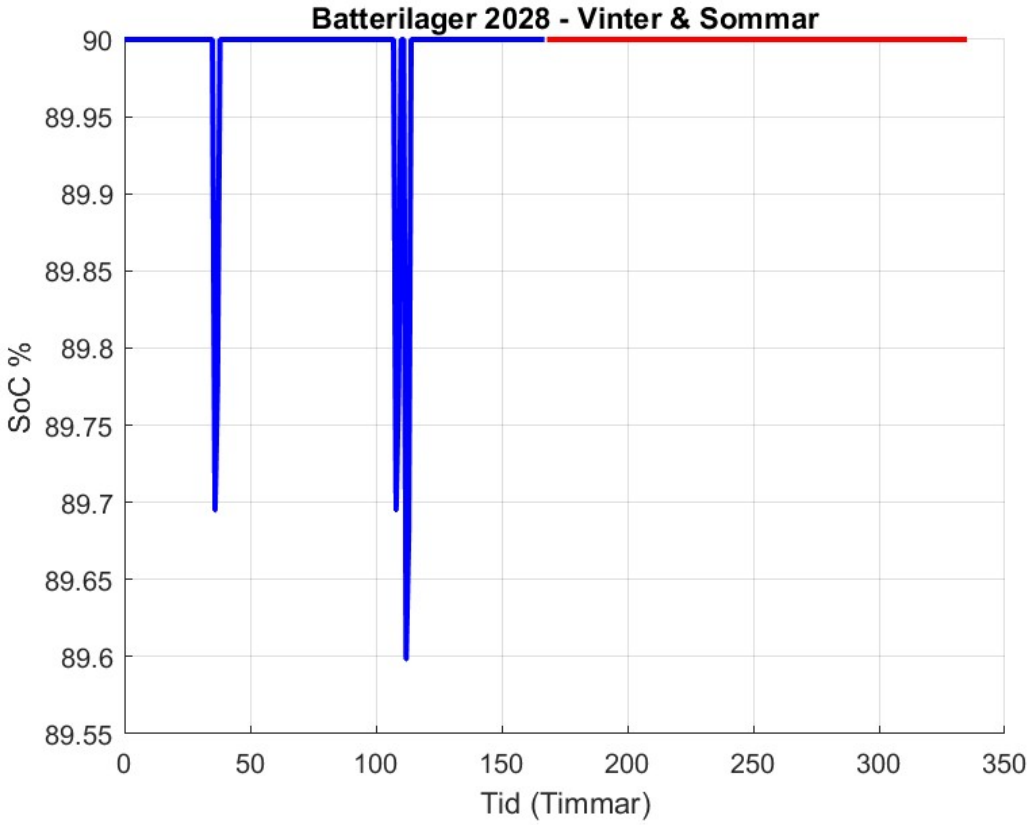

Batterilager 2031 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
89.5
89
88.5
88
87.5
0
50
100
150
200
250
300
350

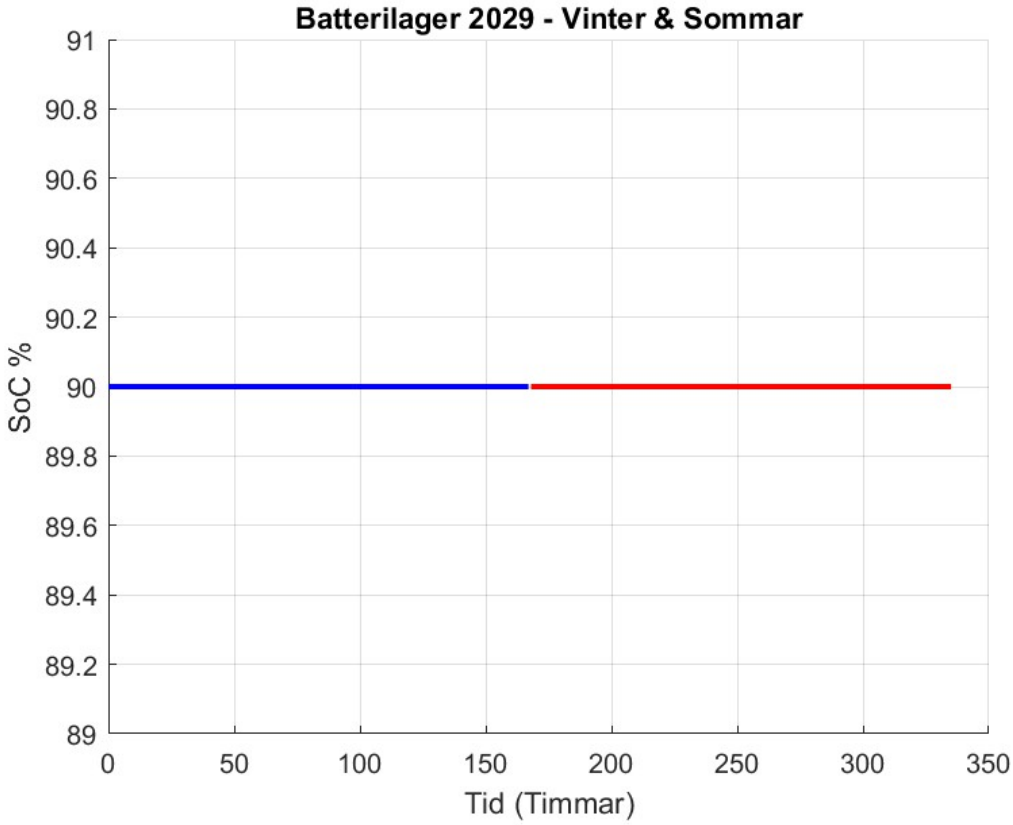

Batterilager 2034 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
0
50
100
150
200
250
300
350

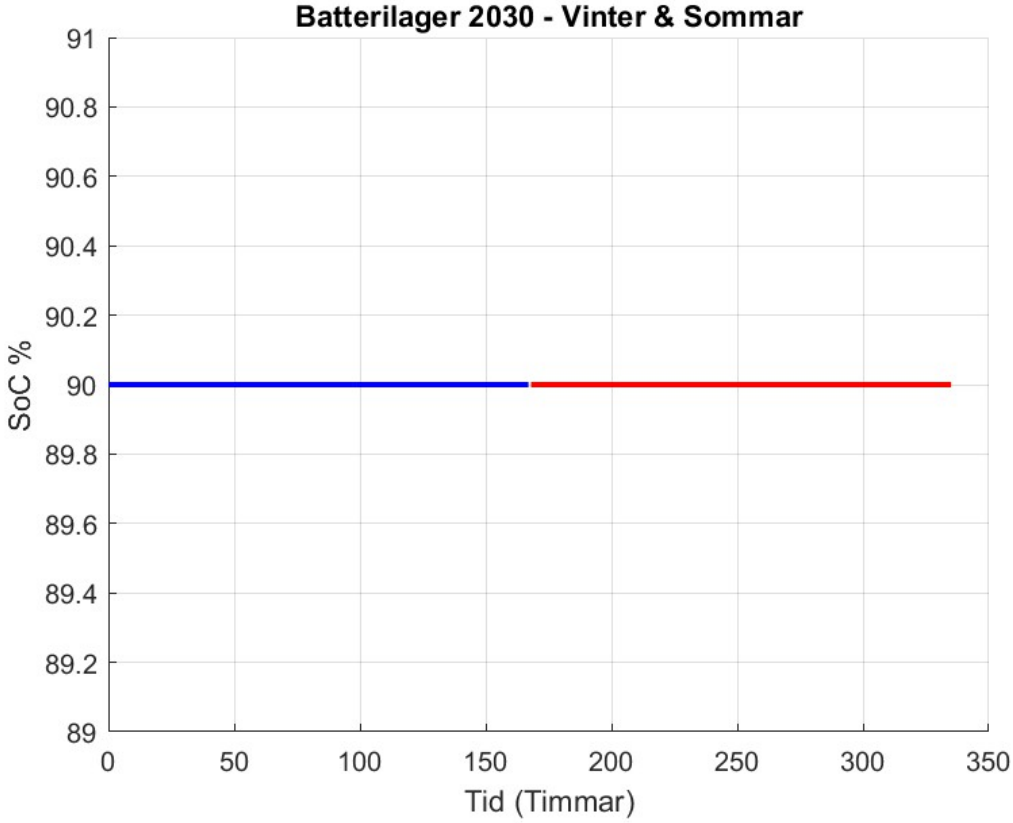

Batterilager 2036 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350

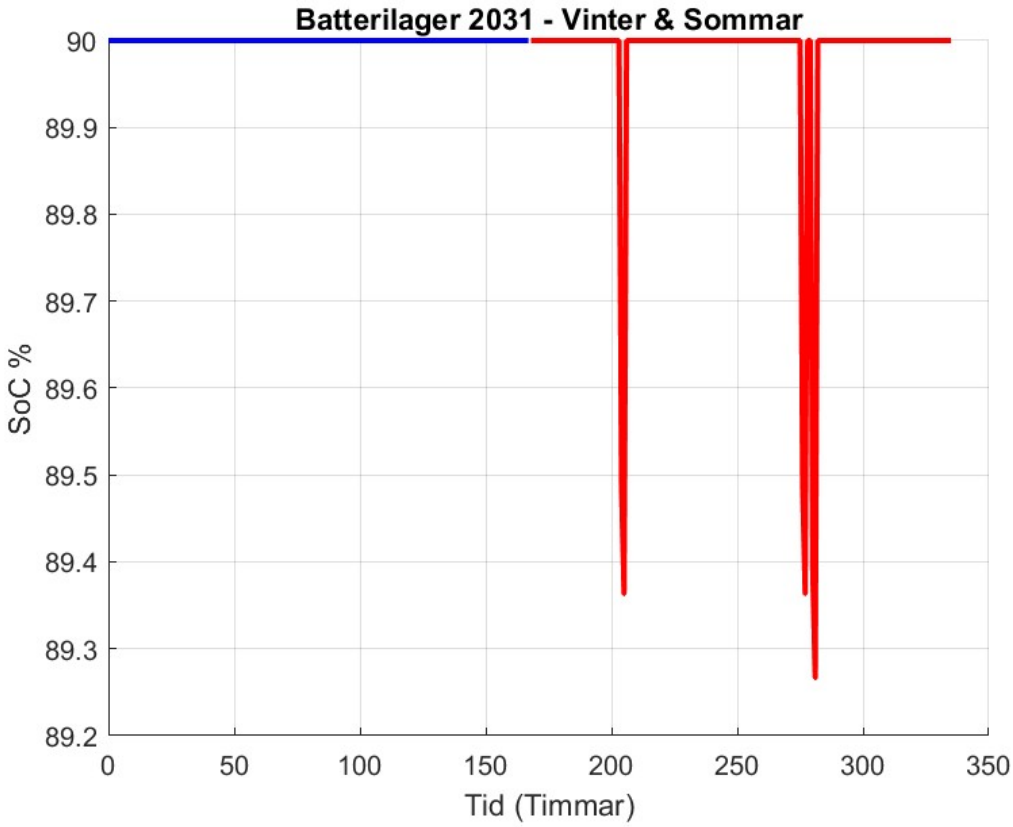

Batterilager 2038 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350

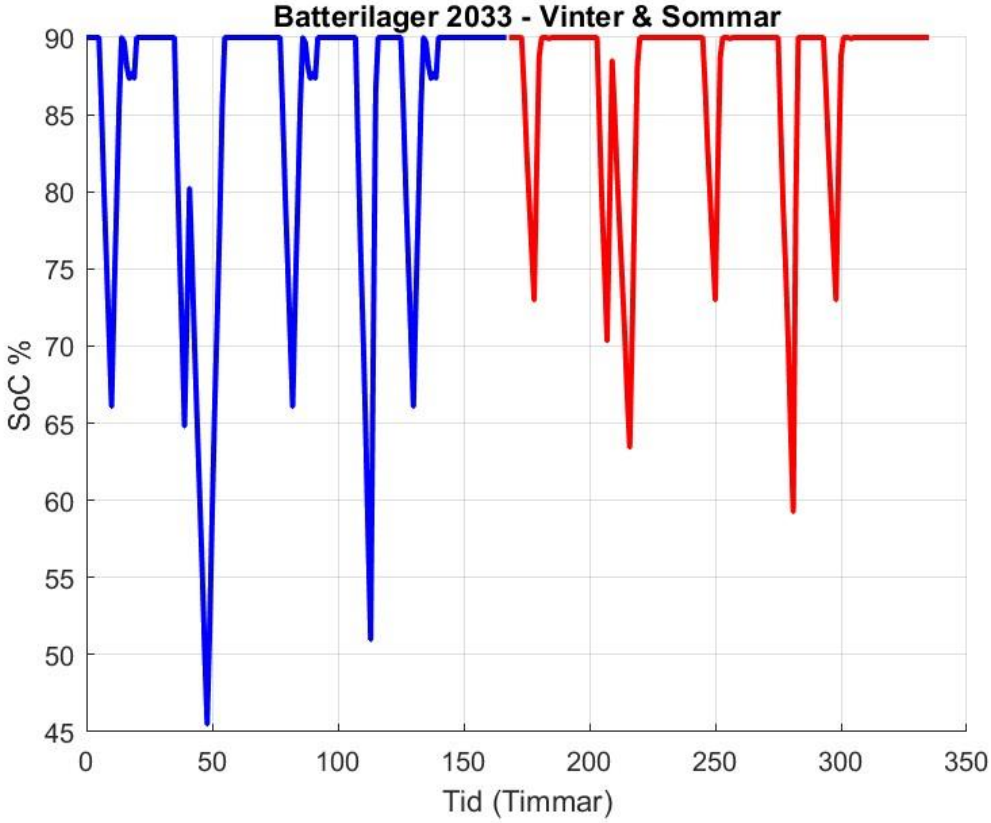
Scenario 4: Batterilager 30 MWh, 7.5 MW

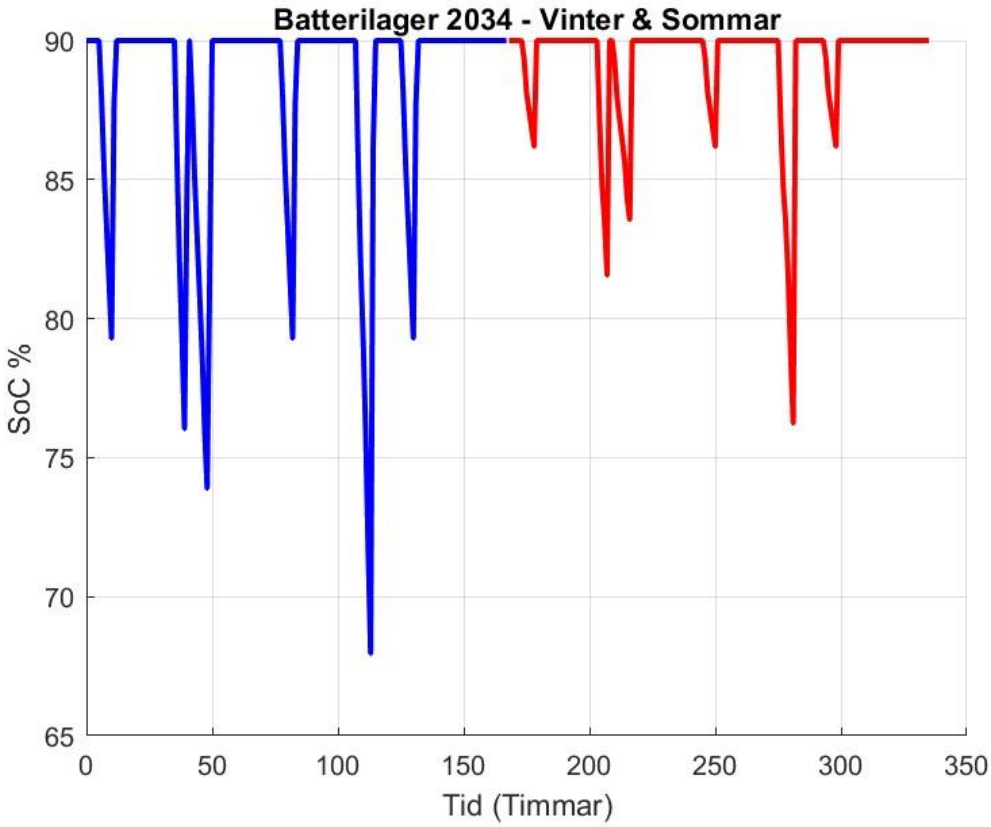


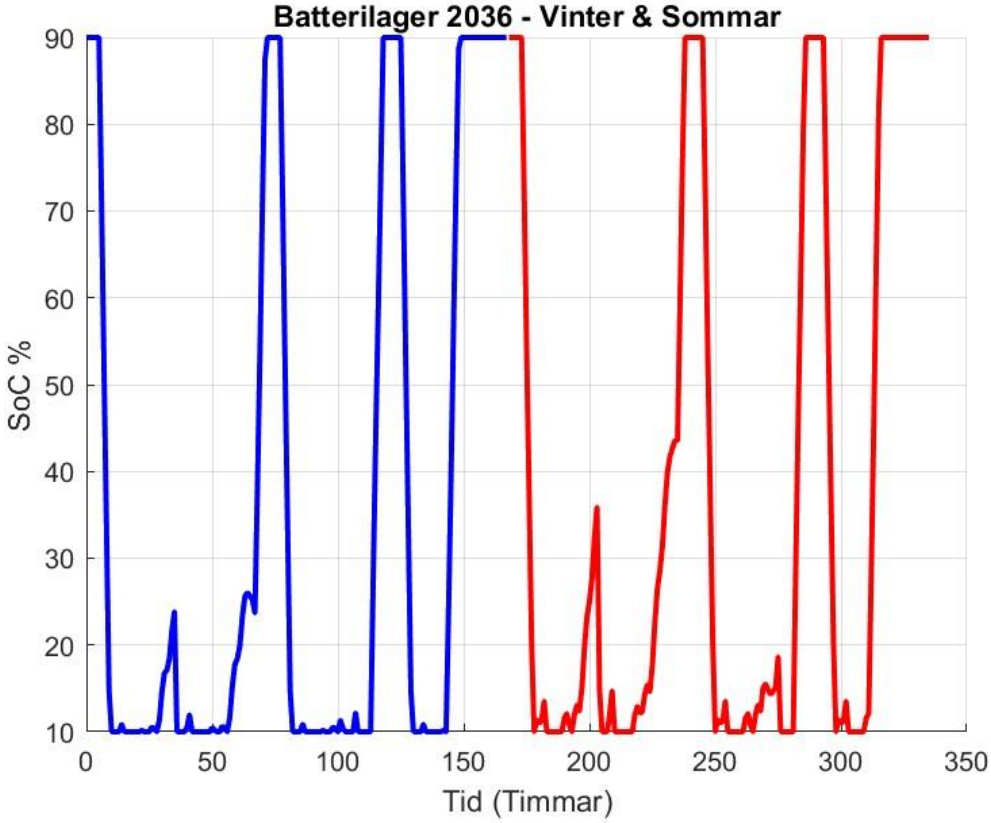


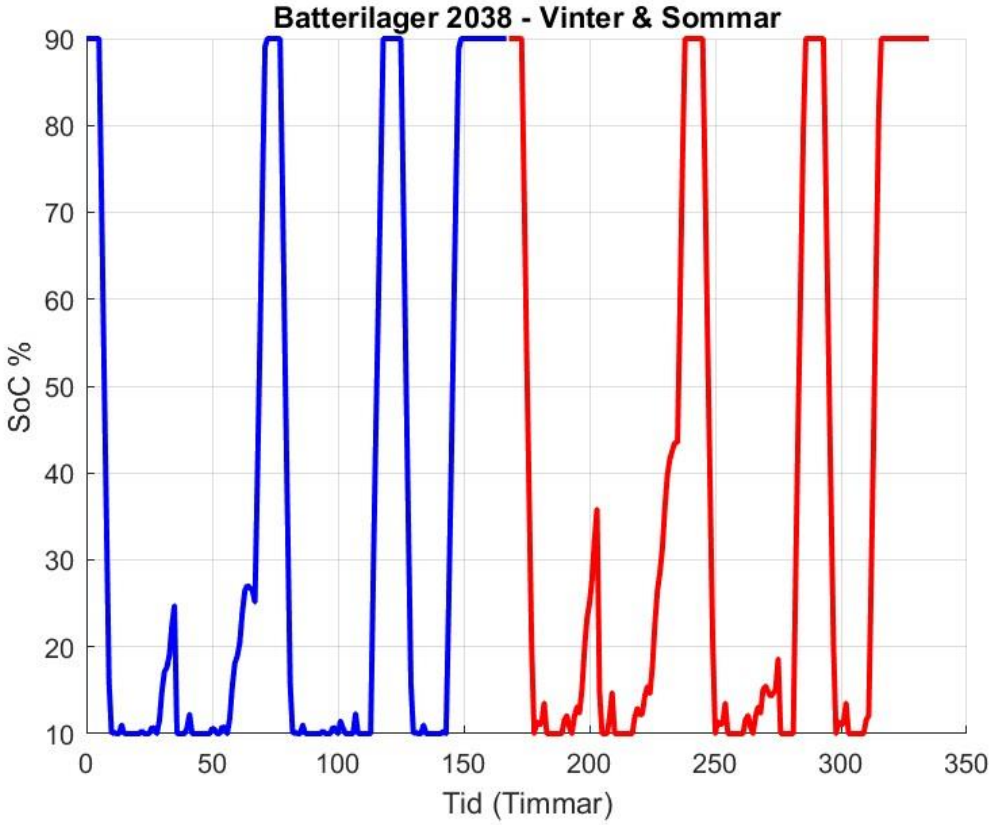

Batterilager 2030 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
91
90.8
90.6
90.4
90.2
90
89.8
89.6
89.4
89.2
89
0
50
100
150
200
250
300
350


Batterilager 2031 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
89.9
89.8
89.7
89.6
89.5
89.4
89.3
89.2
0
50
100
150
200
250
300
350


Batterilager 2033 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
85
80
75
70
65
60
55
50
45
0
50
100
150
200
250
300
350


Batterilager 2034 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
85
80
75
70
65
0
50
100
150
200
250
300
350


Batterilager 2036 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350


Batterilager 2038 - Vinter & Sommar
SoC %
Tid (Timmar)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
50
100
150
200
250
300
350