

August Danielsen Blindheim

Isak Dahl Zettervall

Leon Alexander Aamodt

Sammenligning av ulike energilagringsteknologier for bruk på Gløshaugen

Bacheloroppgave i Fornybar Energi

Veileder: Ignat Tolstorebrov

Mai 2024

August Danielsen Blindheim
Isak Dahl Zettervall
Leon Alexander Aamodt

Sammenligning av ulike energilagringsteknologier for bruk på Gløshaugen

Bacheloroppgave i Fornybar Energi
Veileder: Ignat Tolstorebrov
Mai 2024

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden



NTNU

Institutt for energi-
og prosesssteknikk

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: Sammenligning av ulike energilagringsteknologier for bruk på Gløshaugen Project title (ENG): Comparison of different energy storage technologies for use at Gløshaugen	Gitt dato: 20.11.2023
	Innleveringsdato: 22.05.2024
	Antall sider rapport/sider vedlagt: 72/0
Gruppedeltakere: August Danielsen Blindheim Isak Dahl Zettervall Leon Alexander Aamodt	Veileder: Ignat Tolstorebrov
	Prosjektnummer: BIFOREN24-21

Fritt tilgjengelig:

Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver:

Rapporten frigitt etter:

Trondheim, 22.05.24

August Danielsen Blindheim

August Danielsen
Blindheim

Isak Dahl Zettervall

Isak Dahl Zettervall

Leon Alexander Aamodt

Leon Alexander Aamodt

Forord

Denne bacheloroppgaven er det avsluttende prosjektet på det treårige ingeniørstudiet “Fornybar Energi” ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Trondheim. Oppgaven utgjør totalt 20 studiepoeng og er skrevet av de tre studentene August Danielsen Blindheim, Isak Dahl Zettervall og Leon Alexander Aamodt. Samtlige av gruppemedlemene har fordypning i energilagring.

Formålet med oppgaven er å sammenligne og undersøke ulike energilagringssystemer (ESS) for energilagring i nettskala. Det har derfor blitt valgt ut fire konkrete teknologier som skal vurderes. Vurderingen av teknologiene er basert på Gløshaugen campus sitt energiforbruk i 2023, reelle strømpriser, investeringskostnader og tekniske data.

Gruppen ønsker å takke Frode Dahl og Øystein Egan for å ha gitt gruppen tilgang til NTNU sitt energiforbruk, som har vært essensielt for utførelse av prosjektet. Til slutt ønsker gruppen å takke sin interne veileder Ignat Tolstorebrov for møter, veiledning og gode råd under prosjektgjennomføringen.

Sammendrag

Verden vil trenge mer og mer energi i tiden som kommer. Kombinert med en klimakrise som krever omstilling til fornybare energikilder som er vanskelig å regulere, er det behov for smarte energiløsninger. Å bruke et ESS til å utføre peak shaving er et eksempel på en slik løsning. Gløshaugen med sitt samlede energiforbruk på nesten 100 GWh vil kunne utgjøre en stor forskjell for energinettet i Trondheim ved å ta i bruk et ESS. Det gjelder da å finne hvilket system som er mest energi-, kostnads- og arealeffektivt.

Det finnes en rekke ulike ESS, men ikke alle er like egnet for å utføre peak shaving. I denne oppgaven fire teknologier bli undersøkt i ulike scenarioer: Litium-ionbatteri (LIB), vanadium redoks flytbatteri (VRFB), hydrogen og sensibel termisk energilagring (STES). Alle teknologiene har ulike fordeler og ulemper, og de har også noe varierende bruksområder. De to førstnevnte vil kunne redusere effekttoppene i strømmettet, og STES vil kunne redusere toppene i fjernvarmenettet. Hydrogen kan brukes i en phosphoric acid fuel cell (PAFC) som både produserer elektrisitet og varme.

Metoden for å beregne energi-, kostnads- og arealeffektivitet tar utgangspunkt i energiforbruket til Gløshaugen for 2023. Virkningsgraden til de ulike teknologiene legger grunnlaget for simulering av såkalt “optimal peak shaving”, der målet er å trekke en konstant last fra strøm- eller fjernvarmenettet på daglig basis. Dette beregnes ved bruk av et script i Python. Det utarbeides så grafer og verdier for nødvendig lagringskapasitet, kostnader og effekt- og plassbehov.

Resultatene viser tydelige forskjeller mellom teknologiene. Disse skyldes flere faktorer, som de ulike virkningsgrader og ulik teknologisk modenhet. Antagelsene som er blitt gjort påvirker også resultatene, og det er flere interessante faktorer tett opp mot problemstillingen som ikke er diskutert i denne oppgaven og kan undersøkes i videre arbeid.

Det konkluderes med at samtlige teknologier har potensiale til å utføre peak shaving. LIB peker seg frem som det jevnt over beste alternativet for elektrisk peak shaving. LIB og VRFB er de eneste teknologiene som vil ha årlige besparelser, men grunnet høye investeringskostnader vil også disse teknologiene få negative levetidskostnader. STES har de klart laveste investeringskostnadene av alle teknologiene, og utkonkurrerer også hydrogen på arealeffektivitet. Det anses derfor som det beste alternativet for termisk peak shaving. Økonomisk sett vil ikke installasjon av et ESS på Gløshaugen være lønnsomt, men det vil likevel ha en verdi for energisystemet i Trondheim.

Abstract

The world will need more and more energy in the future. Combined with a climate crisis that requires a transition to renewable energy sources that are difficult to regulate, there is a need for smart energy solutions. Using an ESS to perform peak shaving is an example of such a solution. Gløshaugen, with its total energy consumption of almost 100 GWh, will be able to make a big difference to the energy grid in Trondheim by adopting an ESS. The clue is to find which system is the most energy-, cost- and area-efficient.

There are a number of different ESS, but not all are equally suitable for performing peak shaving. In this thesis four technologies are investigated in different scenarios: Lithium-ion battery (LIB), vanadium redox flow battery (VRFB), hydrogen and sensitive thermal energy storage (STES). All the technologies have different advantages and disadvantages, and they also have somewhat varying areas of application. The two former will be able to reduce power peaks in the power grid, and STES will be able to reduce peaks in the district heating network. Hydrogen can be used in a phosphoric acid fuel cell (PAFC) that produces both electricity and heat.

The method for calculating energy, cost and area efficiency is based on the energy consumption of Gløshaugen for 2023. The efficiency of the different technologies lays the basis for the simulation of so-called “optimal peak shaving”, where the goal is to draw a constant load from the electricity- or district heating network on a daily basis. This is calculated using a script in Python. Graphs and values are then prepared for the necessary storage capacity, costs and power and space requirements.

The results show clear differences between the technologies. These are due to several factors, such as the different efficiencies and different technological maturity. The assumptions that have been made also affect the results, and there are several interesting factors connected to the problem that are not discussed in this thesis and can be investigated in further work.

It is concluded that all technologies have the potential to perform peak shaving. LIB stands out as the best alternative for electric peak shaving. LIB and VRFB are the only technologies that will have annual savings, but due to high investment costs, these technologies will also have negative lifetime costs. STES has by far the lowest investment costs of all the technologies, and also outperforms hydrogen in area efficiency. It is therefore considered the best option for thermal peak shaving. From an economic point of view, installing an ESS at Gløshaugen will not be profitable, but it will still have value for the energy system in Trondheim.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Forkortelser og symboler	v
1 Innledning	1
1.1 Problem	2
2 Teori	4
2.1 Utjevning av effekttopper	4
2.2 Fleksibilitet gjennom energilagring	5
2.3 Lagringsteknologier	6
2.4 Gløshaugens energisituasjon	19
3 Metode	27
3.1 Scenarioene	27
3.2 Antagelser	28
3.3 Databehandling	28
3.4 Simulering av systemstørrelse	29
3.5 Simulering av kostnadseffektivitet	33
4 Resultater	35
4.1 Elektrisk peak shaving	35
4.2 Termisk peak shaving	44
5 Diskusjon	51
5.1 Systemstørrelse	51
5.2 Energiforbruk	53
5.3 Økonomi	55
5.4 Samfunnsmessige konsekvenser	59
5.5 Feilkilder	60
5.6 Videre arbeid	61
6 Konklusjon	62
Referanser	63

Forkortelser

Forkortelser	Beskrivelse
BESS	Battery Energy Storage System (Batterienergilagringsystem)
CHP	Combined Heat and Power
CO ₂	Karbondioksid
ESS	Energy Storage System (Energilagringssystem)
EUR	Euro
K	Kelvin
LCOH	Leveled Cost of Hydrogen
LIB	Lithium-ion Battery (Litium-ionbatteri)
NOK	Norske Kroner
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SoH	State of Health
STES	Sensible Thermal Energy Storage (Sensibel Termisk Energilagring)
TSC	Total Stack Cost
USD	United States Dollar (Amerikanske Dollar)
VRFB	Vanadium Redox Flow Battery (Vanadium Redoks Flyt Batteri)

Symboler

Symbol	Beskrivelse	Enhet
A	Areal	m ² (Kvadratmeter)
C _p	Spesifikk varmekapasitet	kJ/kg · K
E	Energi	kJ
m	Masse	g (Gram)
P	Effekt	W (Watt)
p	Trykk	Bar
T	Temperatur	°C
V	Volum	m ³ & L (Kubikkmeter & liter)
ΔT	Temperaturdifferanse	K (Kelvin)
η	Virkningsgrad	%
η _{selvutladning}	Selvutladningsrate	%/dag
ρ	Tetthet	kg/m ³

Figurer

1.1	Innhold av CO ₂ i atmosfæren	1
2.1	Effekten av peak shaving ved hjelp av et BESS	4
2.2	Oversikt over potensielle lagringsteknologier	6
2.3	Historiske priser på LIB	8
2.4	Investeringskostnader for komponentene inkludert i et BESS	9
2.5	BESS fra Freqcon innhengt i container	9
2.6	Bilde av VRFB CellCube FB 250-1000	11
2.7	PEM-elektrolyser, MC series fra Nel med inverter/transformator	13
2.8	Pris for produsert hydrogen per kilogram i ulike scenarioer	14
2.9	Oppdeling av prisen for ett kilogram produsert hydrogen	15
2.10	Viser en PureCell M400 Hydrogen	17
2.11	En storskala varmtvannstank	18
2.12	Daglig elektrisitetsforbruk på Gløshaugen i 2023	20
2.13	Daglig elektrisitetsforbruk på Gløshaugen i 2023 plottet mot invers utetemperatur	20
2.14	Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk på Gløshaugen på arbeidsdager	21
2.15	Energiforbruk for maks-, min- og gjennomsnittsdag på Gløshaugen	22
2.16	Energiforbruk for maks-, min- og gjennomsnittsdag på Gløshaugen	22
2.17	Fjernvarmeforbruk per time plottet mot invers utetemperatur	23
2.18	Fjernvarmeforbruk for maks-, min- og gjennomsnittsdag på Gløshaugen	24
2.19	Fjernvarmeforbruk for maks-, min- og median uke på Gløshaugen	24
2.20	Spotprisene i NO3 gjennom 2023	25
2.21	Priser for leddene i nettleie for bedrifter	26
3.1	Eksempel på en dags energiforbruk plottet med gjennomsnittlig og ny last	30
3.2	Eksempelgraf på nødvendig kapasitet til et ESS for å oppnå en lineær last	31
3.3	Eksempel på en dags nye energiforbruk plottet med øvre og nedre grense for last	32
4.1	Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for LIB	35
4.2	Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for VRFB	36
4.3	Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for PAFC	36
4.4	Energiforbruk før og etter peak shaving for LIB i Scenario 1	38
4.5	Energiforbruk før og etter peak shaving for VRFB i Scenario 1	38
4.6	Energiforbruk før og etter peak shaving for hydrogen brukt i PAFC i Scenario 1	39
4.7	Energiforbruk før og etter peak shaving for LIB i Scenario 2	40

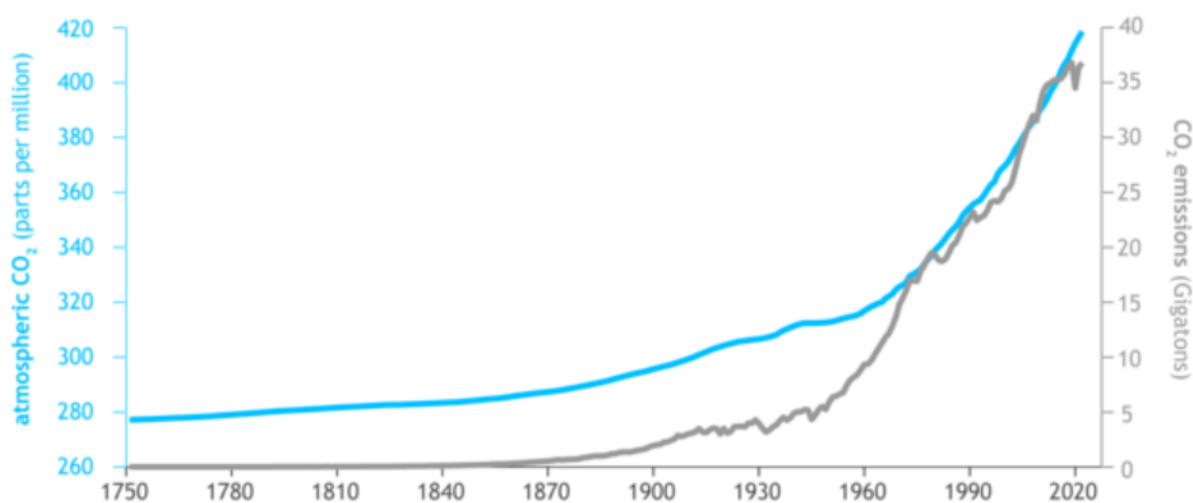
4.8	Energiforbruk før og etter peak shaving for VRFB i Scenario 2	41
4.9	Energiforbruk før og etter peak shaving for hydrogen brukt i PAFC i Scenario 2 .	41
4.10	Energiforbruk før og etter peak shaving for LIB i Scenario 3	42
4.11	Energiforbruk før og etter peak shaving for VRFB i Scenario 3	43
4.12	Energiforbruk før og etter peak shaving for hydrogen brukt i PAFC i Scenario 3 .	43
4.13	Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for PAFC	44
4.14	Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for STES	45
4.15	Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av hydrogen for Scenario 1 . .	46
4.16	Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av STES for Scenario 1	47
4.17	Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av hydrogen for Scenario 2 . .	48
4.18	Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av STES for Scenario 2	48
4.19	Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av hydrogen for Scenario 3 . .	49
4.20	Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av STES for Scenario 3	50

Tabeller

2.1	Tekniske egenskaper til LIB	9
2.2	Tekniske egenskaper til et VRFB	11
2.3	Oversikt over egenskaper for hydrogen	12
2.4	Oversikt over egenskaper for PureCell M400 Hydrogen og elektrolyser	16
2.5	Tekniske egenskaper for STES med vann som lagringsmedium	18
2.6	Fjernvarmepriser i Trondheim 2023	26
4.1	Virkningsgradene og selvutladingsratene benyttet i simuleringene	35
4.2	Nødvendig lagringskapasitet for optimal peak shaving	36
4.3	Maksimal nødvendig effekt ved hvert av scenarioene	37
4.4	Investeringskostnader for ESS som leverer elektrisk energi	37
4.5	Nødvendig volum på ESS ved elektrisk peak shaving	37
4.6	Oversikt over kostnader og besparelser for elektrisk peak shaving for Scenario 1 .	39
4.7	Oversikt over kostnader og besparelser for elektrisk peak shaving for Scenario 2 .	42
4.8	Oversikt over kostnader og besparelser for elektrisk peak shaving for Scenario 3 .	44
4.9	Nødvendig lagringskapasitet for optimal peak shaving av termisk energi	45
4.10	Maksimal nødvendig effekt for hver av scenarioene for begge teknologiene	45
4.11	Investeringskostnader for ESS til de termiske scenarioene	46
4.12	Nødvendig volum på ESS ved termisk peak shaving	46
4.13	Oversikt over kostnader og besparelser for termisk peak shaving for Scenario 1 .	47
4.14	Oversikt over kostnader og besparelser for termisk peak shaving for Scenario 2 .	49
4.15	Oversikt over kostnader og besparelser for termisk peak shaving for Scenario 3 .	50

1 Innledning

Jorda har gjennom hele sin historie opplevd klimaendringer. Naturlige årsaker som endringer i innstråling av solenergi, havstrømninger, vulkansk aktivitet og jorda sin refleksjonsevne har historisk sett vært forklaringen. Imidlertid forklarer ikke disse årsakene endringene verden har sett de siste hundre årene. Siden den industrielle revolusjonen har klimaendringene blitt mer og mer påvirket av mennesker, med økt utslipp av klimagasser som forsterker drivhuseffekten. Karbondioksid (CO_2) er kanskje den mest omtalte klimagassen og innholdet i atmosfæren har aldri vært høyere. I Figur 1.1 illustreres mengden CO_2 i atmosfæren fra 1750 frem til 2020. [1, 2, 3, 4]



Figur 1.1: Innhold av CO_2 i atmosfæren [4]

Endringene siden 1800-tallet kobles direkte til bruken av de fossile energikildene olje, gass og kull. For å minimere skadelige utslipp er samfunnet i en overgangsfase til en helelektrisk energiforsyning, som Norge startet med allerede i 1880-årene da vannkraft ble tatt i bruk for produksjon av kraft. Selv om Norge begynte tidlig med elektrisk energi til bruk i bygninger, omstilles forstatt flere sektorer fra fossil energi. Eksempler på dette er transportsektoren med inntoget av elbiler og elektrifisering av industriområder, samt satsing på fremstilling av grønn hydrogen. [5]

Etterdønningene av Covid-19-pandemien gjorde energisituasjonen i verden sårbar. Etter Russland sin invasjon av Ukraina i begynnelsen av 2022 utviklet situasjonen seg til en fullskala energikrise. Med Russland som hovedleverandør av naturgass til Europa skøyt energiprisene i været sammen med oljeprisene. Kuttet av energi fra Russland førte til enda mer etterspørsel etter elektrisk kraft fra fornybar energi. [6]

Behovet for fornybar energi fortsetter å øke, samtidig som dagens teknologi ikke strekker fullstendig til. Dersom produksjonen ikke kan økes tilstrekkelig, må andre alternativer utarbeides. Energilagring kan hjelpe med å utnytte tilgjengelig kraft bedre, og avlaste energinettet i timer med høyt effektbehov.

1.1 Problem

Det finnes mange former for energilagring, som blant annet pumpekraftverk, ulike batteriteknologier, hydrogen og termisk energilagring. Alle har sine fordeler og ulemper, og egner seg derfor for ulike formål. Med mange forskjellige teknologier er det usikkert hvilke som peker seg ut som mest effektive. Derfor skal denne rapporten ta sikte på å sammenligne og vurdere ulike ESS i nettskala.

Motivasjon:

Med elektrifiseringen av samfunnet er både det norske og europeiske kraftmarkedet i endring. I nær fremtid anslår regjeringen en forbruksvekst på minimum 20 TWh i Norge frem til 2030, som er sammenlignbart med årsforbruket i Stor-Oslo. Frem mot 2050 forventes en økning på 140 - 220 TWh. Produksjonen frem mot 2030 ser ikke ut til å følge utviklingen til forbruket, noe som fører til usikkerhet rundt forsyningssikkerheten. [7, 8]

Et allerede belastet strømnnett har tvunget samfunnet til å utvikle teknologier for bedre utnyttelse av kraft fra uregulerbare fornybare energikilder. For å kunne møte behovet for elektrisitet er det høyst nødvendig å kunne benytte så mye som mulig av kraften som produseres. En løsning på dette kan være energilagring. Det vil gi mulighet for lagring av energi når etterspørselen er lav, og forbruk når etterspørselen er høy. Dette fører til bedre utnyttelse av kraft som ikke kan kontrolleres på samme måte som produksjon fra fossile energikilder. Slik kan energilagring benyttes til å avlaste strømnettet og dermed sikre en mer pålitelig energiforsyning.

Case:

Campus Gløshaugen er NTNU sitt hovedsete, hvor mesteparten av aktivitet som undervisning og forskning foregår. Gløshaugen har store oppvarmingsareal, energikrevende labutstyr og generelt sett et høyt forbruk av energi. Arbeidet med dette prosjektet vil kartlegge, sammenligne og vurdere hvordan ulike ESS egner seg for Gløshaugen campus, og hvordan det kan bidra til bedre utnyttelse av energi gjennom utjevning av effekttopper.

Mål:

Hovedmålet er å finne det mest effektive energilagringssystemet for Gløshaugen med tanke på systemstørrelse, energieffektivitet og kostnader. Systemene sitt formål skal være å utjevne effekttopper for å redusere kostnader og avlaste strøm- og fjernvarmenettet for økt fleksibilitet i energisystemene. For å gjøre dette vil simuleringer i programmeringsspråket Python gjennomføres i henhold til valgte kriterier; energi-, kostnads- og plasseffektivitet. Det vil legges vekt på redgjørelse av positive og negative aspekter ved lagringsteknologiene på en objektiv måte. Flere scenarier for utjevning av effekttopper vil undersøkes i søken etter den best egnede teknologien.

Som effektmål er det ønskelig at peak shaving med energilagring på Gløshaugen skal ha en positiv effekt på samfunnet. Et slikt prosjekt kan både avlaste strømnettet for å sikre balanse i kraftflyten og gå foran som et eksempel for andre aktuelle aktører.

Med både resultat- og effektmål til grunn vil det drøftes hvordan energilagring kan føre til besparelse og lønnsomhet for campus Gløshaugen, i tillegg til å vurdere de samfunnsmessige- og miljømessige konsekvensene. Samtidig skal utfordringene med dagens ESS diskuteres tilsvarende.

Problemstilling:

Hvilke energilagringsteknologier vil være mest energi-, kostnads- og arealeffektive for peak shaving på campus Gløshaugen og hva vil konsekvensene av dette være?

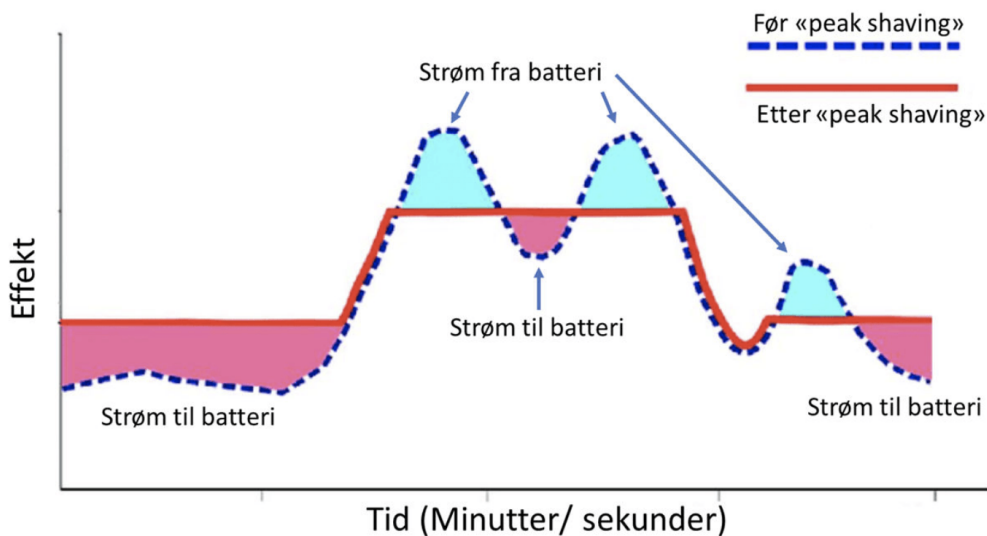
2 Teori

I denne delen presenteres relevant bakgrunnsteori. Det vil forklares hvordan utjevning av effekttopper og energilagring kan bidra til fleksibilitet i energinettet og styrke forsyningssikkerheten. Aktuelle lagringsteknologier vil redegjøres for etter hovedkriteriene energi-, kostnads- og plasseffektivitet. Til slutt presenteres Gløshaugen sin energisituasjon, med elektrisk og termisk energiforbruk.

2.1 Utjevning av effekttopper

Utjevning av effekttopper er en strategi som er brukt for å kutte produksjonsbehovet i perioder hvor etterspørselen er høy. I denne oppgaven vil utjevning av effekttopper bli referert til som “peak shaving”. En enkel måte å forklare hvordan peak shaving blir gjort på er at man flytter energiforbruket fra perioder hvor forbruket topper seg, til perioder hvor etterspørselen er lavere. [9]

Å integrere et ESS i strømmettet er en av de mest effektive måtene å utføre peak shaving på. Strategien for peak shaving ved bruk av et ESS innebærer at en lader opp ESS når energibehovet er på sitt laveste. Senere, når energibehovet blir høyt, hentes det energi fra ESS og ikke strømmettet. Dette gjør at strømmettet avlastes fordi man unngår en markant effekttopp. Figur 2.1 viser med den stiplede blå grafen hvordan en typisk effektkurve kan se ut. Videre viser den røde kurven hvordan effektkurven kan se ut ved bruk av et batterienergilagringssystem (BESS) som ESS. De rosa og lyseblå markerte områdene indikerer hvor BESS lades og utlades for å kunne flate ut effekttoppene. [9, 10]



Figur 2.1: Effekten av peak shaving ved hjelp av et BESS [10]

2.2 Flexibilitet gjennom energilagring

I en tid hvor fossile energikilder blir mindre attraktive og fornybar kraftproduksjon er i stadig utbygging, samtidig som strømforbruket er forventet å øke, vil det bli behov for flere løsninger som gir et mer fleksibelt kraftsystem. Grunnen til at fleksibilitet blir viktig fremover er at fornybar kraftproduksjon i større grad er væravhengig enn fossil kraftproduksjon. Med væravhengig produksjon kan det til tider bli problematisk å skape en god balanse mellom forbruk og produksjon av energi. Videre, hvis man i fremtiden ønsker å nå klimamålene, kreves det en elektrifisering av samfunnet. Denne elektrifiseringen forsterker behovet for fleksibilitet. [11, 12]

Peak shaving trenger ikke nødvendigvis å gjennomføres med bruk av et BESS som i eksempelet overfor. Det kan også bli gjort med andre lagringsteknologier. Et ESS kan også hjelpe til med å redusere pålagt struping av produksjonen. Pålagt struping av produksjonen vil si at det er en tvunget reduksjon av energiproduksjon for å redusere stresset på strømmettet. I en slik situasjon vil et ESS kunne lagre den energien som ellers ville gått tapt. [13]

2.2.1 Andre fordeler

Å ta i bruk ESS i energisystemet medfører flere fordeler i tillegg til økt fleksibilitet. Videre vil det være viktig å se på spenningskvalitet. Nettselskaper er ansvarlige for at spenningen i strømmettet til enhver tid er av tilstrekkelig kvalitet, men med væravhengig fornybar produksjon og med nye effektkrevende apparater, som kraftige elbilladere, kan dette bli et problem. Her kan et ESS hjelpe med å sikre spenningskvaliteten, blant annet gjennom å korrigere effektfaktor. [13]

En økonomisk fordel som kommer av energilagring i nettskala er arbitrasje. Det vil si at ESS lades opp når strømprisene er lave, og bruker eller selger energien når prisene er høye. Når strømprisene er høye er etterspørselen i nettet ofte stor. Derfor vil arbitrasje ikke bare kunne bidra til økonomisk vinning, men samtidig hjelpe til å skape stabilitet i strømmettet. [13, 14]

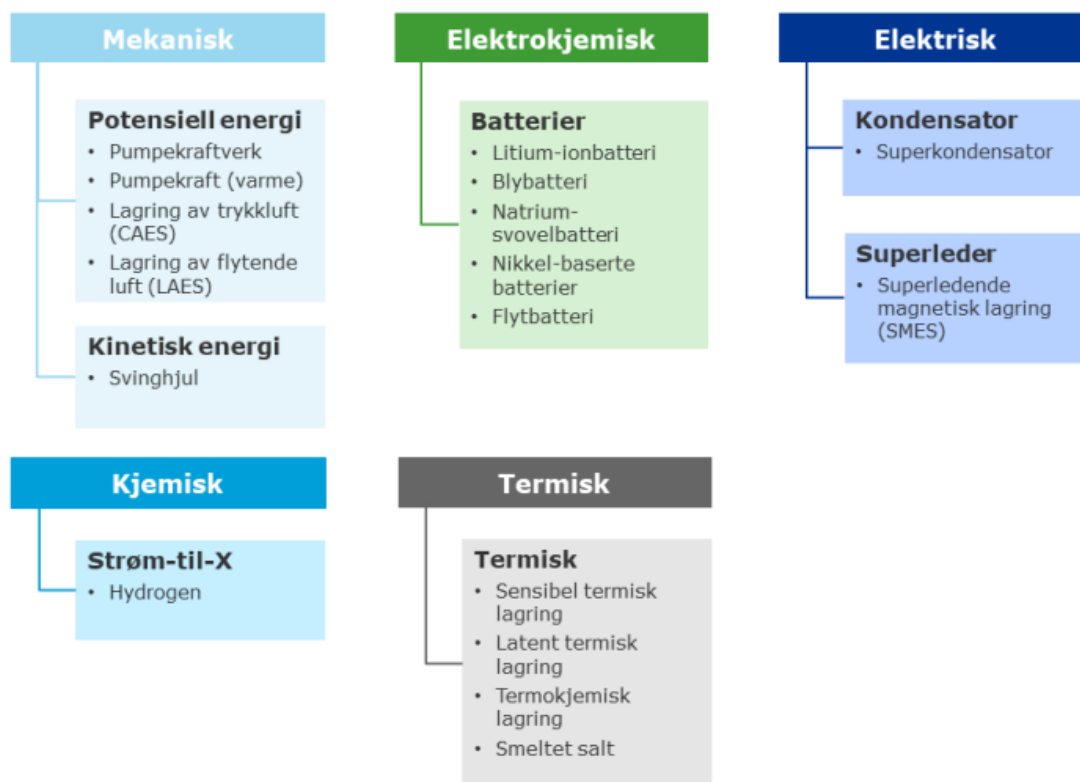
2.2.2 utfordringer

Selv om det er mange klare fordeler med å implementere et ESS i kraftsystemet, finnes det også ulemper. Fra et energiperspektiv vil det være optimalt å benytte seg av den produserte energien direkte. Det er fordi det alltid vil forekomme tap ved lagring av energi. Disse tapene vil komme fra blant annet konvertering av energien og selvutladning under lagring. Hvor stor plass et ESS krever kan også by på problemer. Storskala energilagring er arealkrevende, og kan medføre utfordringer dersom det skal bygges ut i urbane strøk hvor det ikke er mye areal å ta av.

Videre vil det også være viktig å ta hensyn til de økonomiske aspektene ved implementering av et ESS. Et storskala ESS er nemlig en stor investeringskostnad og krever vedlikehold som kan være dyrt - spesielt om noe skulle gått i stykker. [15]

2.3 Lagringsteknologier

Energi finnes i mange ulike former, og dermed kan det også lagres i ulike former. For eksempel lagrer et pumpekraftverk energien mekanisk, mens et batteri lagrer den elektrokjemisk. Dersom man ønsker å ta i bruk energilagring til å utføre peak shaving, kan det enten gjøres elektrisk eller termisk. Det er derfor hensiktsmessig å tenke på hvilke teknologier som er best egnet til å levere de forskjellige formene for energi. I Figur 2.2 presenteres potensielle lagringsteknologier, oppdelt i type energi. [13]



Figur 2.2: Oversikt over potensielle lagringsteknologier [13]

Ved valg av ESS er det flere faktorer som er viktig å ta hensyn til, blant annet det som kalles for energi- og effekttetthet. Disse sier noe om hvor mye energi man kan lagre og hvor høy effekt man kan oppnå per volumenhet. Dette er en kritisk egenskap ettersom man gjerne ønsker at et ESS skal ta opp så lite plass som mulig. Videre har man også spesifikk energi og spesifikk effekt som sier noe om evnen til å lagre energi og levere effekt per vektenhet. Dette vil være viktig dersom energien skal transporteres, for eksempel på et skip eller i en bil, men det vil ikke være like viktig ved stasjonær energilagring.

En annen faktor som tas hensyn til i et ESS er effektiviteten. Fra termodynamikkens andre lov vet man at det ikke er mulig å konvertere energi med en hundre prosent virkningsgrad. Hvor mye av den opprinnelige energien som gjenstår når man skal bruke den igjen oppgis i prosent og kalles tur-retureffektivitet. I tillegg til tap ved konvertering av energi vil også noe energi gå tapt jo lenger det lagres. Dette kalles for selvutladingsrate, og avgjør til hvilken grad et ESS er egnet for langtid- eller korttidslagring. [16]

For å komme frem til de best egnede lagringsmetodene er det viktig å vurdere alle aktuelle teknologier. Likevel kan ikke alle lagringsteknologier inkluderes i simuleringene, og derfor må det først gjøres en evaluering på hvilke som skal utelukkes. Underveis i vurderingen legges problemstillingen og de valgte kriteriene til grunn for valgene som tas. Parameterne er naturligvis spesifikke for dette konkrete tilfellet, og derfor vil det ikke nødvendigvis være hensiktsmessig å benytte valgene av teknologier i andre sammenhenger, da de velges ut i fra dette caset sine behov.

Pumpekraftverk lagrer energi mekanisk, med to reservoarer av vann i forskjellig høyde. I det forhøyede magasinet har vannet potensiell energi. Det sendes gjennom en turbin som driver en generator og genererer kraft. Videre renner vannet ned i det lavere magasinet hvor det igjen kan pumpes opp gjennom kraftverket til reservoaret over. Denne lagringsmetoden ble vurdert som ulogisk og nærmest umulig å implementere i umiddelbar nærhet til Gløshaugen.

Et annet alternativ var trykkutsatt luft. Denne metoden tar i bruk elektrisitet for å komprimere luft for lagring i tanker eller under bakken. Teknologien kan fordelaktig lagre energi i stor skala over lengre tid, men den er lite utviklet i kommersiell skala, har lav effektivitet og er gjerne begrenset til områder med potensielle underjordiske reservoarer. Som en kostbar og umoden teknologi ble det vurdert at det ikke var mulig å møte kriteriene i problemstillingen. [13]

Siste teknologi som ble vurdert var svinghjul. Også denne metoden lagrer energi mekanisk, men her i form av kinetisk energi. Et roterende hjul i høy hastighet drevet av en motor tar opp rotasjonsenergi, for så å generere kraft ved å redusere hastigheten via en generator. Til tross for ubegrenset antall sykluser, lang levetid og høy effektivitet, besluttet det å sløyfe teknologien. Dette fordi den har en høy selvutladnings-rate og lav energitetthet, i tillegg til mye tap som er avgjørende egenskaper for ønsket anvendelse. [13]

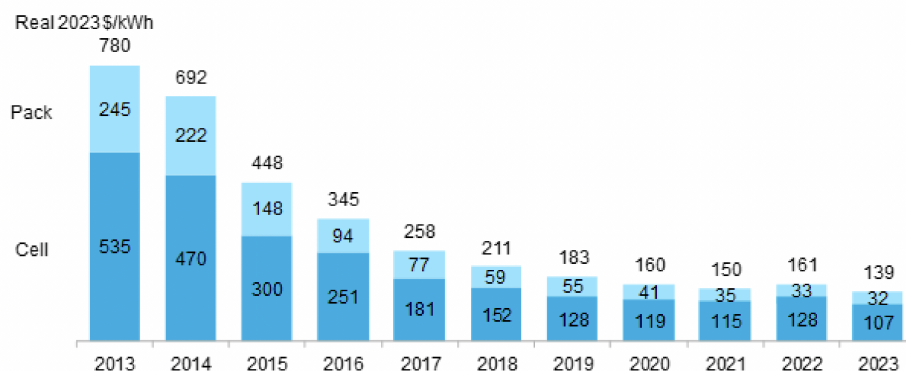
Alternativer som faseendringsmaterialer, superkondensator og gravitasjonsbatteri ble sløyfet tidlig i vurderingsprosessen. Disse viser stort potensiale, men anses per dags dato som for umodne og ikke klare for bruk i kommersiell skala.

Det ble til slutt valgt fire ulike lagringsteknologier; sekundærbatteriet litium-ionbatteri, flytbatteriet vanadium redoks batteri, energibæreren hydrogen for bruk i brenselcelle, og sensibel termisk energilagring. Egenskapene til disse energilagringsteknologiene er vurdert som de mest egnede til ønsket bruk, og vil derfor tas med videre.

2.3.1 Litium-ionbatterier

Det er vanlig å skille mellom primær- og sekundærbatterier. Primærbatterier baserer seg på ikke-reversible prosesser, og kan derfor kun brukes én gang. På den andre siden kan sekundærbatterier lades opp, og dermed brukes gjentatte ganger. Dette gjør dem relevante for bruk i storskala energilagring. I de seneste årene har batterier blitt nokså vanlig på nettopp dette bruksområdet, blant annet fordi det er enkelt å skalere teknologien etter ulike behov. [13, 17]

Det finnes flere ulike typer sekundærbatterier, som bly-, nikkell-metallhydrid- og natrium-svovlbatterier, men det er LIB som er mest utbredt. LIB står for 90 % av nye stasjonære batterier. En av de største fordelene med LIB er deres høye energitetthet sammenlignet med andre batterier. Dette gir dem et bredt bruksområde, og de brukes i alt fra smartklokker til elbiler. At mange ulike bransjer har tatt i bruk LIB i de seneste årene har bidratt til et kraftig prisfall, noe som gjør teknologien enda mer attraktiv. Figur 2.3 viser prisen på LIB de siste elleve årene. Prisene er et vektet gjennomsnitt som både er basert på LIB brukt i kjøretøy og til stasjonær lagring. Det spås et ytterligere prisfall til rundt 80 amerikanske dollar (USD) per kWh i 2030. [13, 18, 19]



Figur 2.3: Historiske priser på LIB [18]

I tillegg til LIB-cella er det behov for andre komponenter som påvirker investeringskostnadene og plassen systemet krever. BESS leveres gjerne i 20- eller 40-fots containere bestående av blant annet battericelle, elektronisk reguleringsystem med inverter, brannvernssystem, luftkjøler og overvåkingssystem. I Figur 2.4 vises de ulike parameterne som inkluderes i investeringskostnadene. [20, 21]

		Parameter	Units
ESS Installed Cost	Storage System	Storage Block	\$/kWh
		Storage Balance of System	\$/kWh
	Energy Storage System	Power Equipment	\$/kW
		Controls & Communication	\$/kW
		System Integration	\$/kWh
		Engineering, Procurement, and Construction	\$/kWh
		Project Development	\$/kWh
		Grid Integration	\$/kW

Figur 2.4: Investeringskostnader for komponentene inkludert i et BESS [20]

De totale investeringskostnadene for et 1 MW LIB-batteri med kapasitetene 2 MWh, 4 MWh og 10 MWh er henholdsvis 518.59, 448.34 og 402.25 USD/kWh. Eksempler på produsenter av BESS i større skala er Tesla, Siemens Energy og Freqcon. Freqcon leverer LIB-batteri i MW-klassen i innhegninger på 20-, 30- og 40-fots containere. Figur 2.5 viser et Freqcon BESS. [20, 22, 23]



Figur 2.5: BESS fra Freqcon innhegnet i container [23]

LIB sin høye energitetthet fører til et mindre arealbehov, og kombinert med en lang levetid sammenlignet med andre typer batterier gjør dette LIB godt egnet til stasjonær energilagring. Likevel kan de spesifikke egenskapene til batteriene variere, da ulike LIB kan ha ulik kjemisk oppbygning. Tabell 2.1 oppgir intervaller for de tekniske egenskapene til LIB. [13, 24]

Tabell 2.1: Tekniske egenskaper til LIB [24, 25]

Energitetthet [Wh/L]	Effektthetthet [W/L]	Spesifikk energi [Wh/kg]	Spesifikk effekt [W/kg]	Tur-retur-effektivitet [%]	Selvtladringsrate [%/dag]	Levetid [år]
200-400	1 500-10 000	75-250	150-315	85-95	0.1-0.3	5-15

Til tross for mange fordeler med LIB er det også noen utfordringer. De har blant annet vist seg å være en brannrisiko. I 2023 oppstod det en brann i en batteripark i Queensland Australia, noe som skapte politisk debatt. I tillegg bruker de fleste LIB kobolt, som er problematisk grunnet utvinningen av dette metallet. Mesteparten av verdens kobolt kommer nemlig fra Den demokratiske republikken Kongo, hvor det har blitt påvist grove menneskerettighetsbrudd i forbindelse med koboltproduksjon. [26, 27]

En annen utfordring med LIB er at de er sårbare for aldring dersom de gjennomgår mange dype sykluser. Det vil si at dersom man ønsker å forlenge levetiden til batteriene så lenge som mulig burde de verken lades helt opp eller helt ut. En vanlig anbefaling er å holde ladetilstanden mellom 20 % og 80 %, og dette betyr at ethvert BESS som har behov for å levere en viss mengde energi må oppskaleres for optimal utnyttelse. [13, 28, 29]

USA, Storbritannia og Kina er ledende når det kommer til storskala energilagring i batterier, med henholdsvis 8.0, 2.3 og 1.9 GW installert effekt per 2022. Utbyggingen i andre land har så langt vært begrenset, men systemene som finnes i dag viser at teknologien har et stort potensiale. Verdens største batteripark befinner seg i California. Den har en effekt på 750 MW, og en total lagringskapasitet på 3 GWh. [30, 31]

2.3.2 Vanadium redoks flytbatteri

VRFB er et sekundærbatteri som skaper elektrisk energi ved å utnytte den kjemiske energien lagret i vanadiumioner. En av de mange fordelene med VRFB er at de kun benytter et enkelt stoff som ladningsbærer, nemlig vanadium. VRFB genererer strøm ved at to atskilte elektrolytter blir pumpet gjennom en cellestabel bestående av to halvceller hvor det skjer oksidasjon og reduksjon. De to elektrolyttene består av vanadium løst i en løsning av svovelsyre og saltsyre, pluss noen andre tilleggsmaterialer. I halvcellereaksjonen blir protonet sendt gjennom en protonledende membran, samtidig som elektronet blir ledet gjennom en ekstern strømkrets. [32]

VRFB har mange fordeler som gjør de godt egnet for energilagring i nettskala. En stor fordel med VRFB er muligheten for å skalere etter behov. Dersom det er ønskelig å øke effekten, vil det være mulig å sette opp flere eller større cellestabler, som da vil øke den maksimale effekten batteriet kan levere. Videre vil det være mulig å tilpasse mengden elektrolytt etter hvor stor lagringskapasitet som er nødvendig. I tillegg til å være tilpasningsdyktig når det kommer til skalering har VRFB lav degresjon knyttet til uønskede reaksjoner. Grunnet denne lave degresjonen har batteriet lang levetid. [32, 33]

Til tross for sin tilpasningsdyktighet er det også visse utfordringer med VRFB. En av disse

utfordringene er at elektrolytten har en lav energitetthet. Den lave energitettheten gjør at det kreves store lagringstanker og mange liter elektrolytt for å lagre store mengder energi. Dette fører til at VRFB har et snevrere bruksområde. I tillegg til den lave energitettheten har VRFB en noe redusert tur-retureffektivitet sammenlignet med andre batterier. En av grunnene til dette er at det er to pumper som pumper vanadiumløsningen fra tankene og inn i cellestabelen hvor reaksjonen skjer. Disse pumpene krever energi og trekker ned den totale effektiviteten. Tabell 2.2 viser en oversikt over de tekniske egenskapene til et VRFB. [33, 34, 35]

Tabell 2.2: Tekniske egenskaper til et VRFB [24]

Energitetthet [Wh/L]	Effektthetthet [W/L]	Spesifikk energi [Wh/kg]	Spesifikk effekt [W/kg]	Tur-retur- effektivitet [%]	Selvtladings- rate [%/dag]	Levetid [år]
25-35	20-70	~25	80-150	~78	0.2	10-20

Ved installasjon av et storskala VRFB er det viktig å vurdere de økonomiske aspektene. En utfordring er at det krever høye investeringskostnader. Med tall fra 2021 estimeres total kapitalkostnad for et VRFB på 1 MW effekt og kapasitet 2 MWh, 4 MWh og 10 MWh på henholdsvis 835.66, 585.62 og 435.59 USD/kWh. Total investeringskostnad er en sammenlagt pris av energilagringssystemet som tar hensyn til komponentene fra Figur 2.4. [20, 36]

Per dags dato finnes det flere installasjoner av storskala energilagring ved hjelp av VRFB. Et eksempel på et slikt anlegg er Minami Hayakita Substation i Japan. Anlegget har en lagringskapasitet på 60 MWh og kan levere en effekt på 15 MW. Totalt tar anlegget opp 5000 m² i areal, som tilsvarer et arealbruk på 83.33 m²/MWh. Videre har et selskap med navn UniEnergy Technologies installert et 2 MW/8 MWh VRFB som ble implementert i strømmettet i Everett, Washington. Batteriet ble vellykket brukt til peak shaving for å forbedre strømndistribusjonen. En annen leverandør av VRFB i større skala er CellCube. Figur 2.6 viser et slikt system som leveres i containere. [34, 35, 37]



Figur 2.6: Bilde av VRFB CellCube FB 250-1000 [38]

2.3.3 Hydrogen

Hydrogen er en energibærer som kan fremstilles på ulike måter. Med den vanligste metoden, gjennom brenning av kull, olje og gass frigjøres store mengder CO₂. 96 % av all hydrogen fremstilles slik og kalles for “grått hydrogen”. Benytter man seg av fangst og lagring av CO₂ kalles hydrogenet for “blått hydrogen”. Den siste og mest miljøvennlige måten fremstiller “grønt hydrogen” gjennom elektrolyse av vann. Drives denne elektrolysen av fornybar strøm anses fremstillingen som helt utslippsfri. Dette åpner for bedre utnyttelse av produksjon fra fornybar energi, da overskuddskraft kan benyttes til vannelektrolyse. Hydrogenet lagres som regel under høyt trykk eller i flytende tilstand i tanker, og kan konverteres tilbake til strøm med en brenselcelle. [13, 39, 40]

Foruten nevnt utnyttelse har hydrogen også andre bruksområder, som for eksempel til fremstillingen av stoffene ammoniakk og metan. I dag er energibæreren også mye brukt i industriprosesser. Videre vil det fokuseres spesifikt på bruk av hydrogen til lagring og rekonvertering til elektrisk og termisk kraft med en brenselcelle, da dette faller innenfor de gitte grensene og rammeverket til oppgaven. [13, 41]

I produksjon av hydrogen med vannelektrolyse genereres det varme som fører til energitap. Virkningsgrad for elektrolyse av vann ligger normalt sett på 70 %. Etter fremstilling av hydrogen vil også lagringsprosessen, enten det er komprimering eller likvifisering, føre til tap. Videre brukes en virkningsgrad på 60 %, som inkluderer både elektrolyse og komprimering til 350 bar. Bruk av hydrogen i en brenselcelle fører også til tap. [13, 42, 43]

Hydrogen er en veldig lett gass som tar opp mye plass. Energitettheten oppgis ved 350 bar og i likvifisert tilstand ettersom hydrogen vanligvis lagres på disse måtene. For å gjøre hydrogen flytende i atmosfærisk trykk trengs en temperatur på -252.9 °C. Hydrogen har den høyeste kjente spesifikke energien av alle energibærere. Disse egenskapene er presentert i Tabell 2.3. [44, 45, 46, 47]

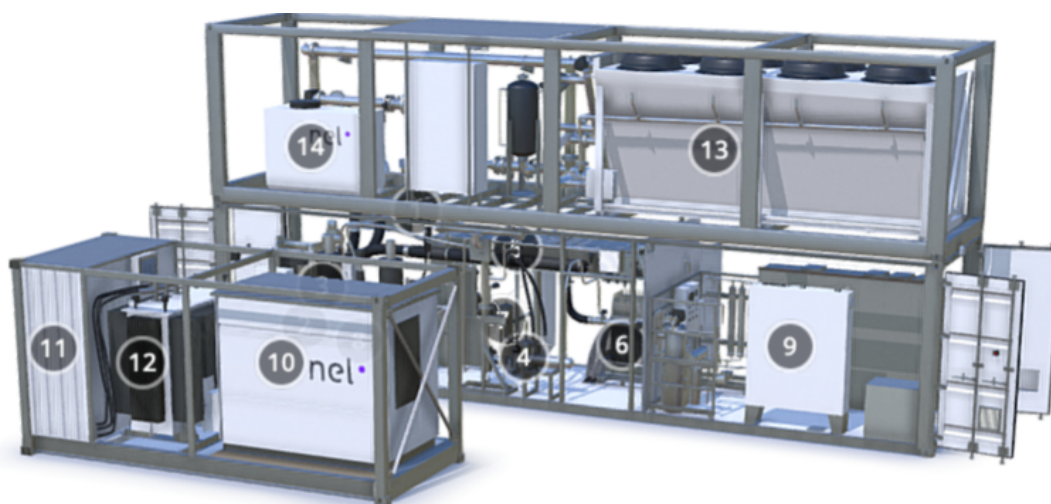
Tabell 2.3: Oversikt over egenskaper for hydrogen [13, 47, 48, 45, 49]

Energitetthet - 350 bar [Wh/L]	Energitetthet - flytende [Wh/L]	Spesifikk energi [Wh/kg]	Selvtladrings- rate [%]
800	2 222	33 333	0

Det er også mulig å lagre hydrogen i fast form med metallhydrid eller i kjemiske forbindelser som binder hydrogenmolekyler. Dette kan gjøres under moderate temperatur- og trykkforhold, gjerne fra 3 til 30 bar, altså vesentlig lavere enn komprimert gass. Det er mulig å reversere

prosessen ved å varme opp metallet for å frigjøre hydrogenet. Denne metoden tilbyr en fordelaktig tetthet i forhold til flytende og trykkutsatt hydrogen, men er enda ikke nok utviklet til kommersielt bruk, samtidig som vekten til metallet reduserer den spesifikke energien betraktelig. [44, 46, 50]

Stasjonær produksjon og lagring vil kreve plass til både elektrolysører og tanker. Elektrolysører er kommersielt tilgjengelig i både kW- og MW-skala. Totale systemer med kjøling og inverter leveres ofte i containere på 20 eller 40 fot, tilsvarende volum på 38.3 og 77.0 m³. Eksempler på produsenter for bruk i industrielle skala er Siemens Energy og Nel. Sistnevnte leverer en modell kalt MC series som benytter PEM-teknologi med effekt på 1.25 og 2.5 MW. Figur 2.7 viser en slik modell, med både elektrolyser og inverter/transformator som leveres i separate containere. [51, 52]

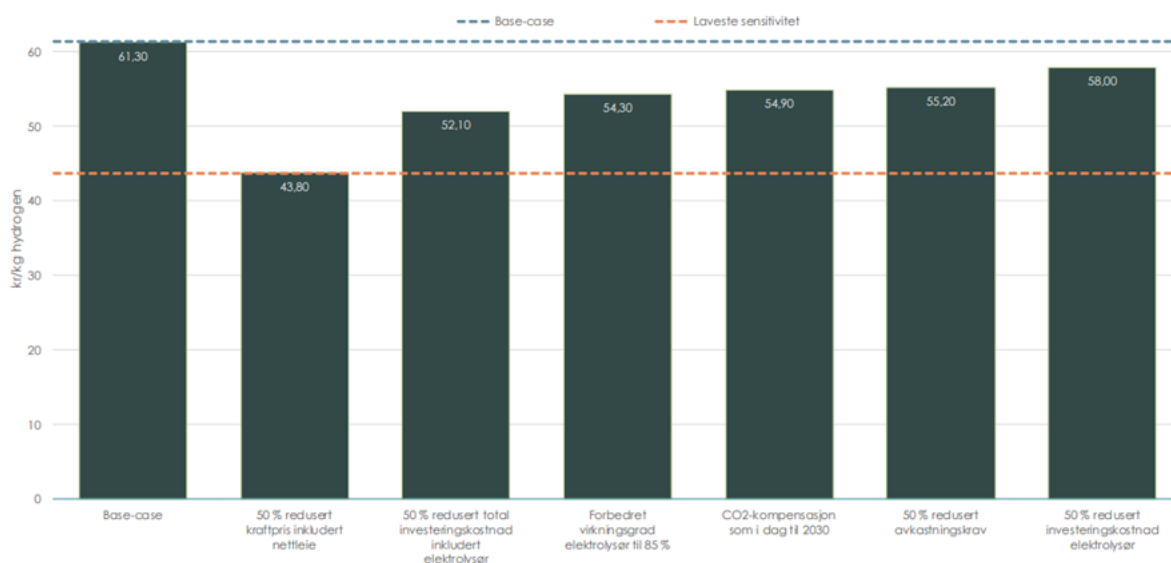


Figur 2.7: PEM-elektrolyser, MC series fra Nel med inverter/transformator [52]

Hovedutfordringene knyttet til hydrogen som energilagring metode inkluderer risiko for brann samt kostnadsutfordringer. For øyeblikket domineres markedet av grå hydrogen på grunn av lavere priser sammenlignet med alternative metoder. Imidlertid gjør de ugunstige miljøkonsekvensene det umulig å vurdere for fremtidig anvendelse. For bærekraftig bruk av hydrogen kreves grønn hydrogen, men dette medfører høye investeringskostnader. Fordi elektrolyseapparater krever mye kapital vil antall driftstimer være avgjørende for tilbakebetalingstid. For å best utnytte uregulerbar kraftproduksjon er det ønskelig å lagre energi når det er et overskudd av elektrisitet og dermed billig kraft. Samtidig som dette minsker driftskostnadene påvirker uforutsigbarheten antall driftstimer, som igjen svekker tilbakebetalingstiden. [50]

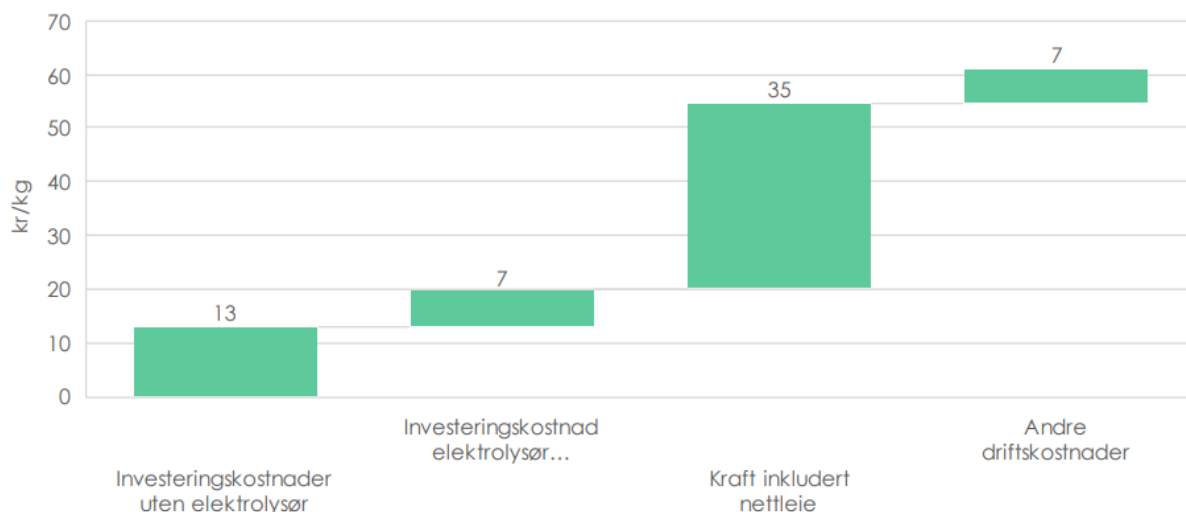
Enova utlyste i 2022 en konkurranse vedrørende støtte til prosjekter som omhandlet produksjon

av utslippsfri hydrogen. I den sammenheng utarbeidet de en rapport som fokuserte på kostnader for produksjon og komprimering av hydrogen. Prosjektene har en produksjonseffekt på 15-20 MW, som i internasjonal skala er ansett som mindre anlegg. Levetiden til anleggene er anslått til 20 år. I Figur 2.8 illustreres prisen på produsert og komprimert hydrogen per kilogram, samt tenkte sensitivitetsscenarioer. Kostnaden på 61.3 NOK/kg tilsvarer dermed 1.8 NOK/kWh hydrogen. Majoriteten av utgiftene kommer fra kraftprisen og nettleie, som utgjør 60 % av de totale kostnadene. I analysen er det antatt en kraftpris på 60 øre/kWh. Påfølgende analyser i rapporten viser til betydelige reduserte kostnader ved lavere kraftpris, samt en nedgang i pris gjennom økt levetid og bedre teknologier fremover i tid. [43]



Figur 2.8: Pris for produsert hydrogen per kilogram i ulike scenarioer [43]

Prissettingen er gjort etter metode for Levelized cost of hydrogen (LCOH), som gir pris per kilogram produsert hydrogen, sett over hele levetiden til anlegget på 20 år. Figur 2.9 visualiserer hva som utgjør LCOH, basert på reelle priser fra de aktuelle prosjektene. I investeringskostnader uten elektrolyser inngår tilrettelegging for komprimering av hydrogenet, samt for å muliggjøre håndtering av avfallsproduktene varme og oksygen. Totale investeringskostnader på 20 NOK/kg gir en pris på 0.6 NOK/kWh. Her vises hvordan kraftpris med nettleie utgjør mesteparten av kostnadene. Andre driftskostnader inkluderer kostnader knyttet til personell og vedlikehold. [43]



Figur 2.9: Oppdeling av prisen for ett kilogram produsert hydrogen [43]

Andre rapporter indikerer en sammenheng mellom størrelsesorden på produksjonsanlegg og pris på produsert hydrogen. Et eksempel på dette kan hentes fra DNV som har beregnet kostnader for et potensielt storskala anlegg på 100 MW. Her er antatt investeringskostnad for hydrogenproduksjon satt til ca 25 000 - 75 000 NOK/kW, med en driftskostnad på omtrent 500 - 3 000 NOK/kW i året. Internasjonalt melder International Energy Agency om en pris på 3-8 USD/kg produsert hydrogen. Fra samme rapport forventes en reduksjon i pris til 1.3 - 3.5 USD/kg innen 2030. Andre rapporter indikerer lagringspris for trykkutsatt hydrogen på 400 - 700 USD/kg, og 200 - 270 USD/kg for flytende hydrogen. [13, 53, 54, 55]

Det er også mulig å kjøpe hydrogen direkte for bruk i brenselcelle. I 2023 åpnet kraftbørsen EEX en markedsbasert indeks for pris på grønt hydrogen. I 2024 har prisen variert fra 200.8 til 249.5 EUR/MWh, med en gjennomsnittspris som i NOK tilsvarer 2.66 NOK/kWh. [56, 57]

I dag brukes komprimert hydrogen i mindre skala, som f.eks. i kjøretøy. Både flytende og komprimert hydrogen er godt egnet for korttidslagring, men byr på utfordringer når det gjelder storskala lagring. Dette er blant annet fordi hydrogen har høye kostnader. Likevel tilbyr hydrogen en fordelaktig egenskap for langtidslagring, med en neglisjerbar selvutladningsrate. En potensiell lagringsmetode for større skala kan baseres på reservoarer eller saltdekke for hydrogen med lavt trykk. Det er forventet at mobil lagring vil utgjøre majoriteten av hydrogenbruk fremover, med brenselcelleteknologi i spissen. [36, 48, 58, 59]

En brenselcelle fungerer på samme måte som et batteri, med spontane reaksjoner fra anode til katode gjennom en elektrolytt og ekstern krets. Hydrogen som drivstoff i brenselcelle kan brukes blant annet i transportsektoren, varme til bygninger og stasjonær energiproduksjon. Brenselcellen skiller seg fra batteri ved at brensel kontinuerlig fyller på reaktantene, der hydrogen

ofte benyttes som drivstoff. Brenselceller tar i bruk ulike teknologier og kan anvende både basiske og sure løsninger. Blant de mest brukte finnes proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) og solid oxide fuel cell (SOFC), mens PAFC er brukt i større kraftverk for energiproduksjon til kraftnettet. [58, 60, 61, 62, 63]

I 2021 åpnet en av de første og verdens største kraftverk med brenselceller drevet av hydrogen i Sør-Korea. Med total kapasitet på 78.96 MW kan det levere opp mot 700 GWh årlig, produsert av 170 PAFC. Kraftverket bruker brenselcellen PureCell M400 Hydrogen som er den eneste kommersielle brenselcellen 100 % drevet av hydrogen. Til sammenligning var hele USA sin elektrisitetsproduksjon fra brenselceller på 810 GWh i 2016. Andre ledende nasjoner innen PAFC-teknologi er blant annet Japan, Tyskland og Storbritannia. [64, 65, 66]

De kjemiske halvreaksjonene for PAFC og PEMFC er helt like, forskjellen klassifiseres etter elektrolytten. PAFC bruker en flytende fosforisk syre, mens PEMFC benytter en fast polymermembran. PAFC har den fordelen å kunne levere kombinert varme og elektrisitet i større skala med en høy effektivitet. PureCell M400 Hydrogen er en mye brukt PAFC utviklet av selskapet Doosan, med Combined heat and power(CHP)-effektivitet oppgitt til 90 %. Denne virkningsgraden er fordelt på elektrisitet og varme, med henholdsvis 50 og 40 %. Disse effektivitetene kombineres med virkningsgrad for produksjon og komprimering for å få tur-retureffektiviteten, oppgitt i Tabell 2.4. Levert elektrisk effekt er satt til 440 kW, mens den i tillegg kan levere 352 kW med termisk energi. Denne brenselcellen er større og tyngre enn PEMFC, men har høyere kapasitet som gjør den gunstig for stasjonær kraftgenerering. I tillegg til PAFC er SOFC mye brukt i USA for samme anvendelse. [64, 65, 67]

PAFC anses som en velutviklet og moden teknologi for stasjonær energiproduksjon. PEMFC har til sin fordel høyere energitetthet og spesifikk effekt, men er best egnet i transportsektoren og er lite testet i større stasjonær skala. Spesifikk effekt og effektetthet for PAFC PureCell M400 Hydrogen er oppgitt i Tabell 2.4. [68, 69]

Tabell 2.4: Oversikt over egenskaper for PureCell M400 Hydrogen og elektrolytør [43, 70]

	Effektetthet [W/L]	Spesifikk effekt [W/kg]	Tur-retur- effektivitet [%]	Levetid elektrolytør [år]	Levetid brenselcelle [år]
Elektrisk	6.2	19.6	$60 \cdot 50 = 30$	20	10
Termisk	4.9	15.7	$60 \cdot 40 = 24$	20	10

Prosesser i brenselcellen fører til varmegenerering, og for å unngå overoppheting er det essensielt med en kjølemodul. I systemet for nevnt PAFC medfølger også et integrert kjølesystem som tar opp betydelig plass som må tas hensyn til i en eventuell sammenligning av ulike ESS. Målene på

kjølesystemet pluss kraftmodulen - altså selve PAFC, utgjør et totalt volum på 92.5 kubikkmeter. I Figur 2.10 vises en PureCell M400 Hydrogen. [70, 71]



Figur 2.10: Viser en PureCell M400 Hydrogen [71]

Kostnader for de ulike brenselcellene varierer stort og vil påvirke beslutninger om hvilke teknologier som er best. For flere av brenselcellene fremtrer katalysatoren som den begrensende faktoren. Dette gjelder både PEMFC og PAFC. Begge bruker en katalysator av platinum for å adskille hydrogenet sine elektroner og protoner, noe som fører til økte kostnader. PAFC krever betydelig mer platinum på både anode og katode enn andre brenselceller, noe som gjør teknologien dyrere. Det er antatt en kostnad på 3 000 USD/kW for PureCell M400. Totalt antas en kostand på $3\,000 \text{ USD/kW} \cdot 440 \text{ kW} = 1\,320\,000 \text{ USD}$ per PureCell M400. PEMFC betraktes som en mindre kostbar teknologi, men er som beskrevet ikke utviklet i større skala for CHP. Total stack cost (TSC) for PEMFC er på 1052 USD/kW etter 1000 produserte enheter på 1 kW. SOFC er på sin side dyrere per produserte enhet, men er mer egnet for stasjonær produksjon. SOFC har en TSC på 8 500 USD/kW etter 100 produserte enheter. For begge brenselcellene reduseres prisen drastisk med økning av effekt og antall enheter. [68, 72, 73]

2.3.4 Sensibel termisk energilagring

Termisk energilagring går ut på å lagre energi i form av varme. Dette kan gjøres om til elektrisitet ved hjelp ulike teknologier som dampturbin, elektrokjemiske celler og organisk Rankine-syklus. For maksimal utnyttelse kan varmen også tas i bruk direkte. Smeltet salt er et eksempel på en termisk energilagringsteknologi. Det går ut på å varme opp smeltet salt og lagre det i en tank, men grunnet et høyt temperaturbehov brukes det oftest med konsentrert solenergi. Latent termisk energilagring er en annen teknologi der et materiale tar opp og frigir energi når det endrer fase ved konstant temperatur, men foreløpig er det en umoden teknologi. En teknologi som derimot er kommersielt tilgjengelig er STES. [13, 24]

STES går ut på å varme opp et materiale uten at det går gjennom en faseendring. Jo mer varme som lagres, jo høyere vil da temperaturen til materialet bli. Ulike materialer kan benyttes, som for eksempel stein, sand og jord, men det er vann som er mest utbredt. STES med vann varmet opp av elektrisitet er i dag den billigste og mest utbredte formen for termisk energilagring, men det kan også brukes i kombinasjon med fjernvarme. Grunnet store designvariasjoner på ulike STES-systemer varierer kostnadene. Det anslås at installasjonen av et system koster rundt 0.4-10 EUR/kWh. Da er det gjerne de største systemene som er billigst. Figur 2.11 viser en storskala varmtvannstank. [13, 24, 74, 75]



Figur 2.11: En storskala varmtvannstank [76]

Mengden energi som lagres ved bruk av STES bestemmes av vann sine termodynamiske egenskaper. Det vil variere noe fordi ulike systemer er optimalisert for ulike maks-temperaturer. Temperaturen vannet har ved et gitt tidspunkt påvirker også effekten. Tur-retureffektiviteten og selvutladingsraten avhenger i stor grad av tanken som vannet lagres i. God isolasjon minsker tap til omgivelsene. For store lagringstanker som kan romme tusenvis av liter har man gjerne én meter tykk isolasjon med et passende fyllingsmateriale som for eksempel perlite. Tabell 2.5 oppgir intervaller for de tekniske egenskapene til STES med vann som lagringsmedium. [74]

Tabell 2.5: Tekniske egenskaper for STES med vann som lagringsmedium [74, 77]

Energitetthet [Wh/L]	Effektthetthet [W/L]	Spesifikk energi [Wh/kg]	Spesifikk effekt [W/kg]	Tur-retur-effektivitet [%]	Selvutladingsrate [%/dag]	Levetid [år]
60-100	30-500	60-100	30-500	50-90	0.5-2.5	20

Hovedfordelen med STES er at det er en moden og enkel teknologi å ta i bruk. Vann er et billig og lett tilgjengelig materiale med lang levetid, så dersom man har store nok varmtvannstanker er det enkelt å lagre store mengder energi. Dette har ført til at teknologien brukes i ulike skalaer verden over. Likevel er det en sentral begrensning at det er ineffektivt å hente ut energien i form av elektrisitet. Teknologien vil derfor være mest aktuell når energibehovet er termisk, og om det skal brukes til romoppvarming krever det at man har installert et vannbårent system som kan hente ut varmeenergien som er lagret. [13]

En vanlig metode for omgjøring til elektrisitet er å bruke en dampturbin. De krever derimot høye temperaturer på 400 - 565 °C, og det er derfor aktuelt å se mot andre alternativer. I motsetning til en dampturbin som bruker normal Rankine-syklus, vil en organisk Rankine-syklus tilby lavere temperaturer. Her benyttes en organisk væske med lavere kokepunkt enn vann, hvor det i tillegg er mulig å bruke varmtvann som oppvarmingskilde. Eksempler på aktuelle væsker er blant annet R134a og R245fa. Selv om det er mulig å bruke temperaturer fra så lavt som 60 °C medfører dette en svært lav elektrisk virkningsgrad på rundt 7.5-13.5 %. [78, 79, 80]

2.4 Gløshaugens energisituasjon

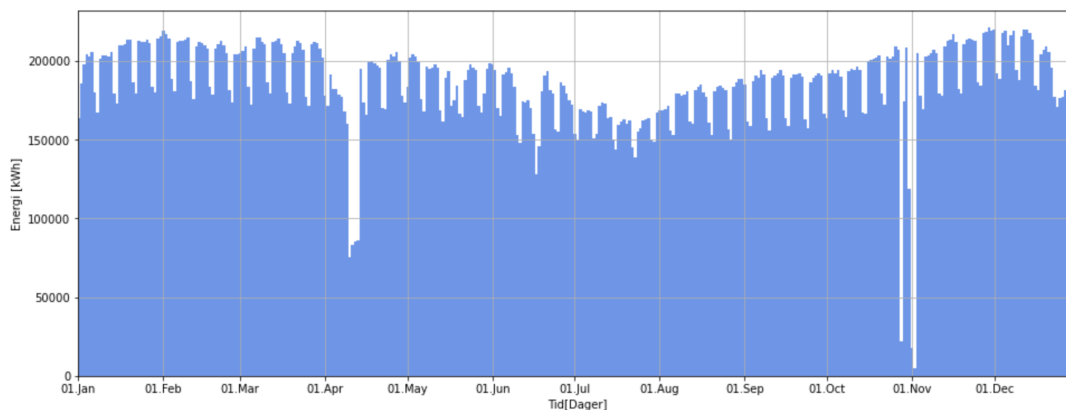
Gløshaugen er NTNU sitt største campus, og består av rundt 320 000 m² med bygg. Å drifte så store bygningsarealer krever store mengder energi - særlig for et teknisk universitet som NTNU som i tillegg til den normale driften bruker energikrevende maskiner og utstyr. Denne energien dekkes av en kombinasjon av elektrisk kraft og fjernvarme, og utgjør en betydelig del av Trondheim kommune sitt totale forbruk. Hvordan Gløshaugen sitt effektbehov endrer seg i løpet av døgnet vil derfor få konsekvenser for produksjonsbehovet i Trøndelag. [81, 82]

Effektbehovet i Trøndelag anslås å øke fra 21 GW i 2022 til 42 GW i 2030. Det må altså bygges ut mye ny kraft i de neste årene, men kun en tredjedel av det nye behovet er bestilt. Trøndelag fylkeskommune fastslår at det er lite realistisk å bygge ut nok nytt nett i tide, og det kreves derfor løsninger for bedre utnyttelse av nettet. Ved å ta i bruk et ESS som shaver peakene til Gløshaugen vil det kunne redusere behovet for energi fra nettet i topplasttimene. Dette skaper forutsigbarhet for energiselskapene i Trøndelag, og reduserer behovet for utbygging av ny kraft i en tid som krever smarte energiløsninger. [83]

2.4.1 Elektrisk energibehov

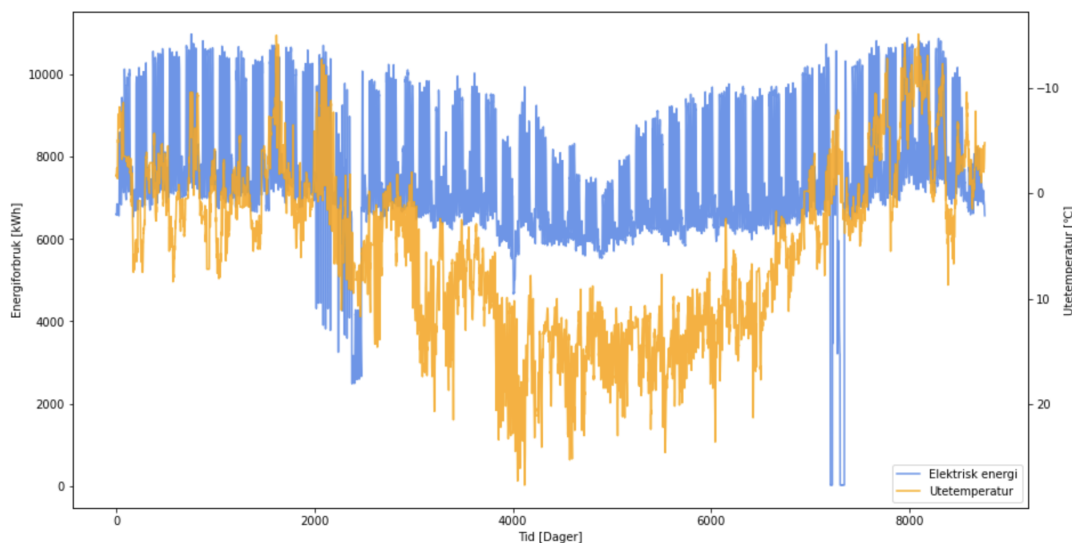
I 2023 hadde Gløshaugen et samlet elektrisitetsforbruk på 66 GWh. Dette tilsvarer litt over 2 % av Trondheim kommune sitt totale forbruk. Figur 2.12 viser elektrisitetsforbruket til Gløshaugen gjennom hele 2023. Her kan man se at forbruket holder seg tilnærmet konstant gjennom året.

Det synker noe om sommeren, som både kan forklares ved at det er mindre aktivitet på campus på denne tiden og at det er mindre behov for elektrisk oppvarming. Mange steder er elektrisitetsbehovet betydelig høyere på vinterhalvåret sammenlignet med på sommeren grunnet et økt varmebehov, men dette gjelder ikke til samme grad for Gløshaugen grunnet bruken av fjernvarme. De unormalt lave verdiene i midten av april og månedskifte oktober november antas å være feil fra måleinstrumentene. Disse vil derfor ekskluderes i videre beregninger for å operere med mest mulig nøyaktige verdier. [82]



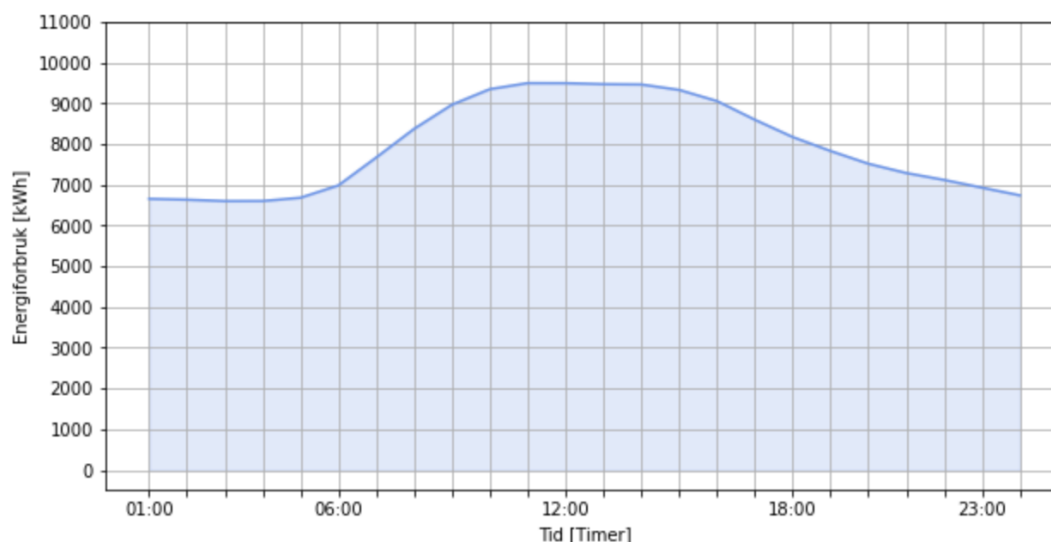
Figur 2.12: Daglig elektrisitetsforbruk på Gløshaugen i 2023

Figur 2.13 viser at det ikke er noen stor sammenheng mellom det elektriske energiforbruket og den respektive utetemperaturen. Grunnen til dette er som nevnt at majoriteten av varmebehovet blir dekt av fjernvarme. Elektrisitetsforbruket holder seg derfor relativt stabilt gjennom året i forhold til det private husholdninger uten fjernvarme kan forvente. Fra figuren kan det likevel bemerkes mindre forbruk ved høye temperaturer, men dette kan også forbindes med redusert forbruk i ferier, ettersom reduksjonen er rundt midten av året i sommerferien.



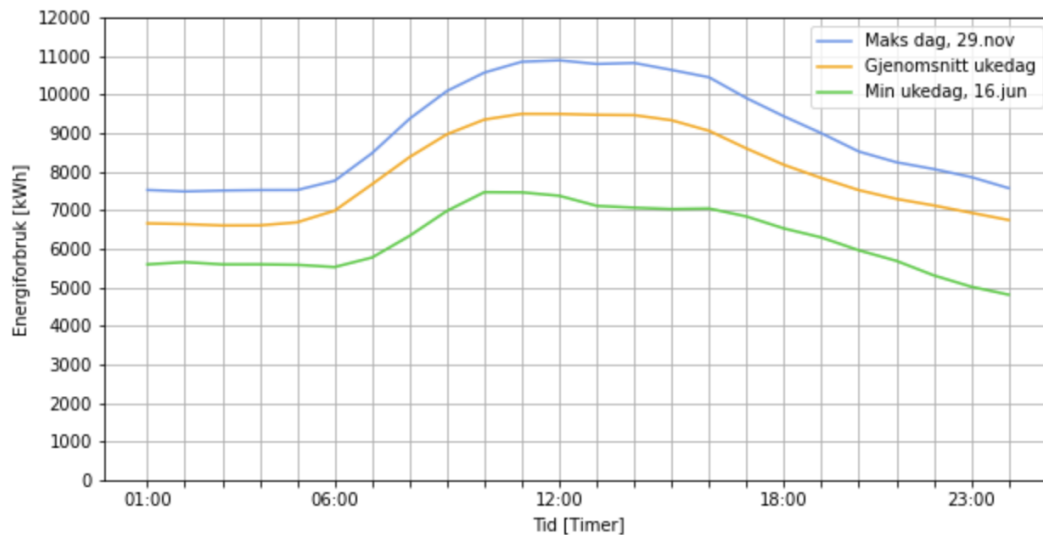
Figur 2.13: Daglig elektrisitetsforbruk på Gløshaugen i 2023 plottet mot invers utetemperatur

Figur 2.14 viser forbruket på Gløshaugen i løpet av ett døgn, og baserer seg på gjennomsnittsdata fra alle arbeidsdager i løpet av 2023. Helger og ferier er altså ikke inkludert. Her kan man se at grunnlasten er litt under 7 000 kW. Forbruket er lavest om natten, og stiger deretter fra rundt klokken 06:00 på morgenen til det når en topplast på rundt 9 500 kWh klokken 11:00. Lastprofilen viser et tydelig mønster som også kan ses når gjennomsnittsdagen blir sammenlignet med dagen for maks og minst forbruk i Figur 2.15.



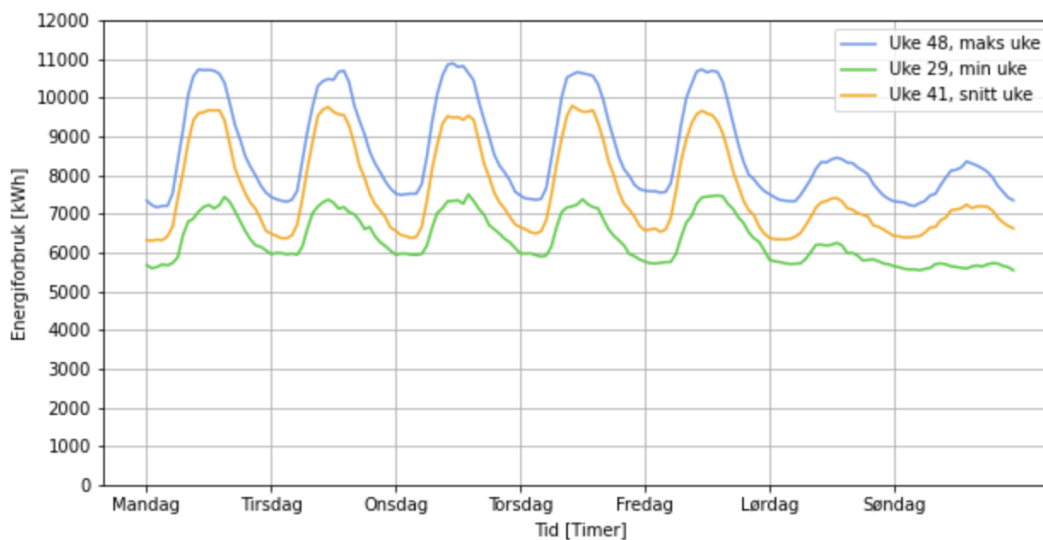
Figur 2.14: Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk på Gløshaugen på arbeidsdager

I Figur 2.15 vises det gjennomsnittlige energiforbruket på arbeidsdager fra Figur 2.14 sammen med ukedagene med maks og minimum forbruk. Den 29. november var den dagen i 2023 som hadde totalt høyest energiforbruk med et totalt forbrukt på 216 102 kWh, markert i blått. Videre, i grønn, er det markert den ukedagen med det totalt laveste energiforbruket, den 16. juni. Denne dagen hadde et totalt energiforbruk på 149 132 kWh. Som figuren viser legger gjennomsnittsdagen seg litt nærmere den 29. november enn 16. juni. Dette kan forklares ved at det er brukt data for arbeidsdager, og dermed vil gjennomsnittforbruket være nærmere maksimal forbruk enn forbruket for dagen med det minste energikonsumet, som typisk vil være en feriedag. En ting å merke seg er at både maks-, gjennomsnitts- og minimum forbruksdag følger den samme profilen og holder omtrent den samme avstanden til hverandre gjennom hele dagen.



Figur 2.15: Energiforbruk for maks-, min- og gjennomsnittsdag på Gløshaugen

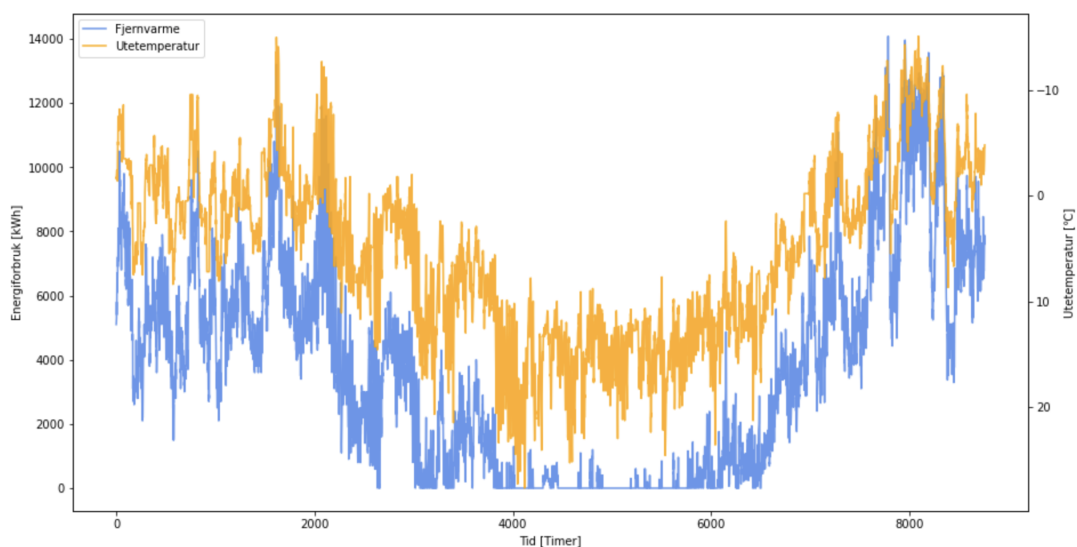
Dersom man sammenligner de ukene med maks-, gjennomsnitts- og minimum forbruk ser man det samme som når man sammenligner de ulike dagene. Figur 2.16 viser uke 48, 41 og 29. Uke 48 er den uken som i løpet av 2023 har det høyeste energiforbruket med et totalt forbruk på 1 442 256 kWh. Videre er uke 29 den uken i løpet av 2023 med det laveste totale energiforbruket. Den uken har et totalt forbruk på 1 061 632 kWh. Uke 41 er den uken som har totalt forbruk som er nærmest det ukentlige gjennomsnittet på Gløshaugen. Det ukentlige gjennomsnittet ligger på 1 281 709 kWh mens uke 41 sitt total forbruk er 1 280 222 kWh. Denne uken gir derfor en god indikasjon på hvordan grafen til en gjennomsnittsuke vil se ut. På denne sammenligningen ser man det samme som på Figur 2.15; at gjennomsnittet ligger litt nærmere maks og at profilene for de ulike ukene holder seg med omtrent samme avstand gjennom hele uka.



Figur 2.16: Energiforbruk for maks-, min- og gjennomsnittsuke på Gløshaugen

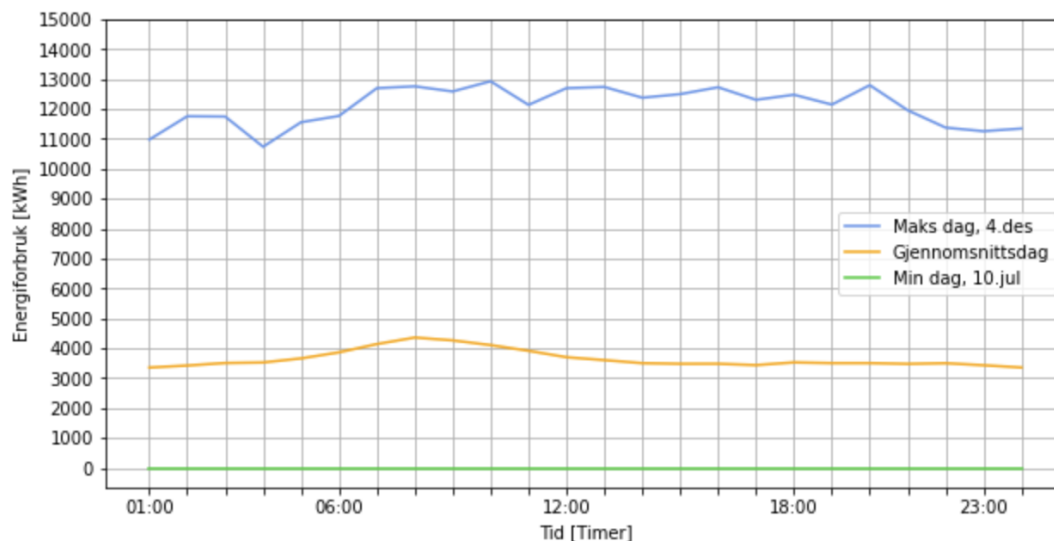
2.4.2 Termisk energibehov

Det samlede fjernvarmeforbruket på Gløshaugen i 2023 var 32 GWh. I motsetning til elektrisitetsforbruket er dette forbruket veldig ulikt på ulike tider av året. I Figur 2.17 er energiforbruket fra fjernvarme plottet mot utetemperaturen for hver time i 2023. Her er det verdier helt opp til 14 000 kWh på de kaldeste dagene om vinteren. Samtidig ser man at energiforbruket ofte er helt på null om sommeren. Det kommer dermed tydelig frem at utetemperaturen påvirker energiforbruket fra fjernvarme.



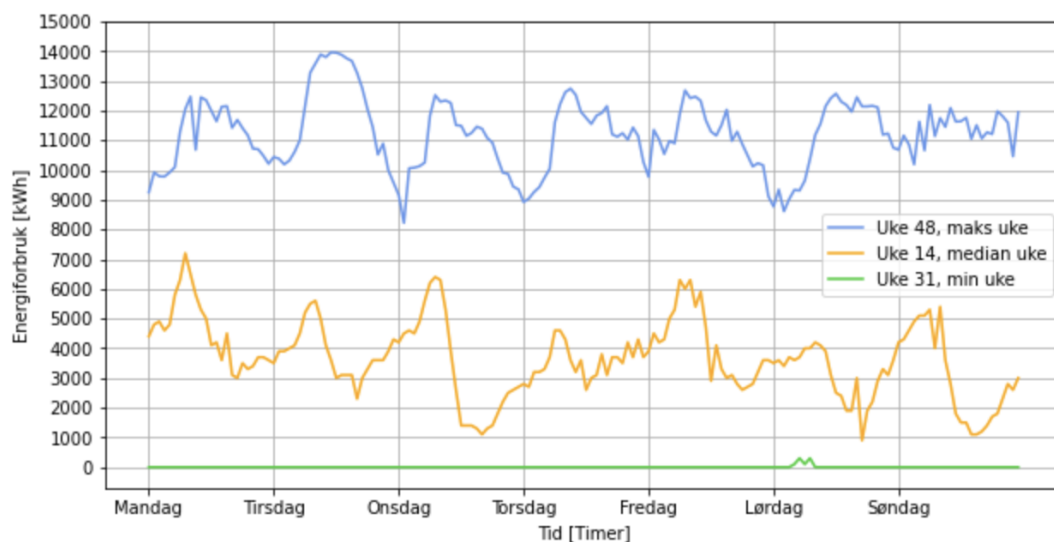
Figur 2.17: Fjernvarmeforbruk per time plottet mot invers utetemperatur

Figur 2.18 illustrerer hvordan dagene for minimumforbruk og maksimalt forbruk ser ut i forhold til en gjennomsnittsdag. Her illustreres hvordan forbruket avhenger av temperaturen og hvor store forskjeller i forbruk det medfører. På gjennomsnittsdagen antydes en svak økning i forbruk på morgningen, som også er synlig på maks dag, dog med noe mer ujevn økning. Dette i kombinasjon med gradvis nedgang på kvelden kan skyldes ulikt varmebehov.



Figur 2.18: Fjernvarmeforbruk for maks-, min- og gjennomsnittsdag på Gløshaugen

Figur 2.19 sammenligner uke 48 og 31 som henholdsvis hadde det totalt største og minste energiforbruket, sammen med uke 14 som er den uken som har et totalforbruk nærmest gjennomsnittsforkbruket. Som forventet er maks uke på vinteren, mens minimumforbruket er på sommeren. I likhet med Figur 2.18 er det svært store variasjoner i forbruk, som også her forklares med forskjellen i utetempreaturene de gitte ukene. Uke 48 hadde et totalt energiforbruk på 1 885 110 kWh, mens uke 31 hadde bare 800 kWh.

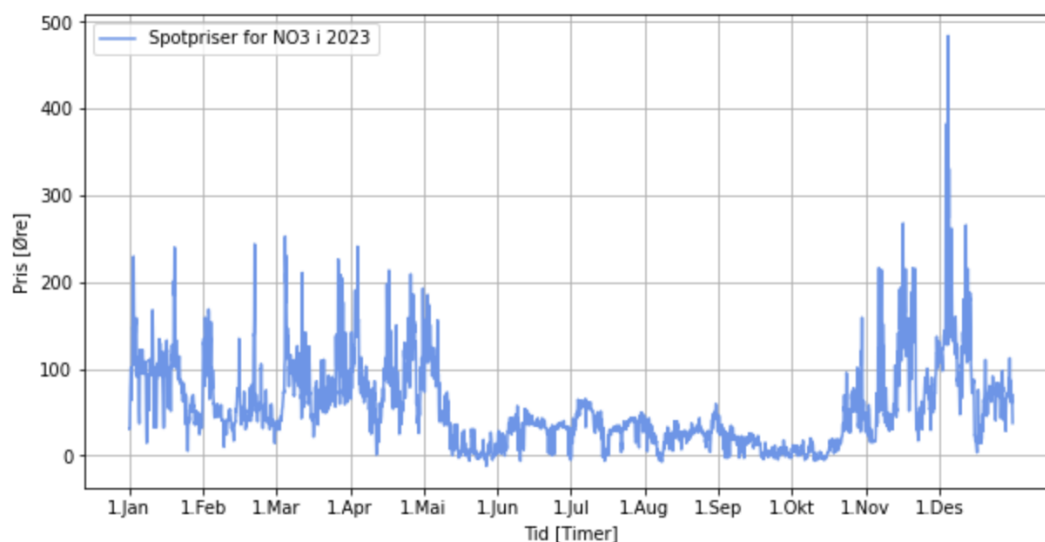


Figur 2.19: Fjernvarmeforbruk for maks-, min- og median uke på Gløshaugen

2.4.3 Strøm- og fjernvarmepriser

Strømpriser blir satt av kraftbørsen Nord Pool. De bestemmes hovedsakelig av hvor mye strøm leverandørene har mulighet til å produsere på et bestemt tidspunkt og hvor stor etterspørsel det

er etter strøm på markedet. Prisene for strøm er derfor ikke faste og kan ha store variasjoner fra time til time. På grunn av flaskehalsen i det norske strømmettet er landet delt opp i fem prisområder hvor strømmen flyter fritt og prisen er den samme. Trondheim tilhører prisområde Midt-Norge, også kalt prisområde NO3. Figur 2.20 viser en graf over spotprisene gjennom hele 2023 for NO3. Som vist på figuren synker prisene over sommerhalvåret. En av de viktigste grunnene til dette er at etterspørselen etter strøm synker på sommeren. [84, 85]



Figur 2.20: Spotprisene i NO3 gjennom 2023 [85]

I tillegg til å betale for strømmen som brukes er man også nødt til å betale nettleie. Nettleien er det man må betale for å få strøm levert til seg og blir betalt til det nettselskapet som drifter og eier strømmettet i det respektive området. Pengene som blir betalt i nettleie blir blant annet brukt til drift, vedlikehold, el-sikkerhet og avgifter som går til staten. Prisen for nettleien varierer og blir bestemt etter forskjellige faktorer. Noen av disse faktorene er kostnadene som blir brukt til drift og vedlikehold, reguleringer fra myndighetene, hvor mye strøm og effekt kunden bruker, eller endringer i diverse offentlige avgifter. Om det er en privat bolig, bedrift eller en statlig institusjon vil også ha innvirkning på nettleien.

Bedrifter og private kunder har ulik prissetting av nettleie. For bedrifter med forbruk over 100 000 kWh i måneden, som campus Gløshaugen har, bestemmes nettleien av fire faktorer. Disse er fastledd, effektledd, energiledd og offentlige avgifter. Kostnadene for effekt- og energiledd settes etter effektbehovet som Figur 2.21 viser. For Gløshaugen gjelder prisene for 1000 kW effekt, ettersom ikke en gang bunnlasten kommer under denne effektbruken. I figuren skiller det mellom vinter og sommer i effektleddet, med høyere kostnader på vinteren. Her regnes månedene november - april som vinter, og mai - oktober som sommer. De offentlige avgiftene består av en forbrukeravgift og et bidrag til Enova sitt energifond på 800 NOK/år som er inkludert i prisene.

I månedene januar, februar og mars er avgiften på 9.51 øre/kWh, mens de resterende månedene har en forbruketavgift på 16.44 øre/kWh. [86]

Fastledd kr/år	kW	Effektledd		Energiledd øre/kWh
		kr/kW/mnd, V	kr/kW/mnd, S	
22 843	0 - 499	60	46	3,9
22 843	500 - 999	56	42	3,9
22 843	over 1000	51	35	3,9

Figur 2.21: Priser for leddene i nettleie for bedrifter [86]

Energi fra fjernvarme vil si utnyttelse av overskuddsenergi fra forskjellige industrier, skogbruk, avfall, biogass, etc. Denne overskuddsenergien er energi som ellers ville gått tapt. Energien fra fjernvarme blir distribuert gjennom fjernvarmenettet og bidrar til å redusere strømforbruket til husholdninger og industrier. På den måten avlaste fjernvarme strømmettet og hjelper dermed til med den stadige elektrifiseringen av samfunnet. Fjernvarmeprisene bestemmes ved å ta gjennomsnittet av spotprisene over en måned, hvor alle timene teller like mye. Det betyr at det ikke har noe å si når på døgnet man bruker energien fra fjernvarmenettet, prisen vil være det samme. Det er ingen kostnad for nettleie når det kommer til fjernvarme. I Tabell 2.6 vises fjernvarmeprisene for Trondheim i 2023. [87]

Tabell 2.6: Fjernvarmepriser i Trondheim 2023 [87]

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun
Månedsmiddelpris [øre/kWh]	69.61	48.65	64.15	69.61	31.82	23.46
Måned	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Månedsmiddelpris [øre/kWh]	28.57	19.95	9.90	16.27	65.40	79.16

3 Metode

I dette kapitlet vil metoden som er brukt for å gjennomføre peak shaving simuleringene bli presentert. Metoden er utarbeidet på en måte som gjør at den kan benyttes i et hvilket som helst prosjekt som ønsker å ta i bruk et ESS for å utføre peak shaving - ikke kun for Gløshaugen.

3.1 Scenarioene

Ettersom det ikke finnes et konkret svar på hvordan man best mulig kan ta i bruk ESS vil simuleringene bli gjort for ulike scenarioer. Disse skal forsøke å gi et helhetlig bilde på de energimessige og økonomiske konsekvensene av å ta i bruk et ESS i en periode på ett år (2023).

Det er valgt å undersøke tre ulike scenarioer der man oppnår optimal peak shaving et ulikt antall dager av året. Ved optimal peak shaving menes det at effekten som trekkes fra strøm- eller fjernvarmenettet er konstant hele døgnet. Alle de tre scenarioene vil bli undersøkt for både elektrisk peak shaving, og termisk peak shaving (fra henholdsvis strøm og fjernvarmenettene). Ved å se på tre scenarioer som krever ulik størrelse på ESS vil det kunne gi et godt bilde på når systemet er over- eller underdimensjonert.

- **Scenario 1** baseres på å dimensjonere et system som oppnår optimal peak shaving i 20 % av dagene. Det betyr at man vil benytte systemet sin maksimale kapasitet i 80 % av året, men disse dagene vil man ikke ha en lineær effektkurve. Det betyr at man får merkbare effekttopper på de dagene med et høyere behov enn systemet kan tilby, men de vil fremdeles være betydelig lavere enn de ellers ville vært.
- **Scenario 2** har et ESS som leverer nok energi for optimal peak shaving i 50 % av dagene, mens resten av dagene vil få ujevne kurver. Med denne størrelsen vil kapasiteten være relativt stor, men systemet vil ikke utnyttes fullt ut i mer enn halvparten av året.
- **Scenario 3** vil ta for seg en systemstørrelse som gir optimal peak shaving 80 % av dagene i 2023. Ettersom ESS gir en lineær effektkurve for de fleste dagene, utnyttes maksimal kapasitet av systemet kun 20 % av dagene. Et slikt system har dermed potensiale til å være en overdimensjonering, der en unødvendig stor mengde av kostbar teknologi forblir ubrukt i store deler av året.

I alle de tre scenarioene vil ESS oppnå optimal peak shaving ved å lades opp når forbruket er lavt, og lades ut når forbruket er høyt. I tillegg til dette vil det undersøkes hva som er konsekvensen av å kjøpe hydrogen for produksjon av varme og elektrisitet istedenfor å produsere det lokalt. For elektrisk peak shaving vil det tas utgangspunkt i kjøp av lik mengde hydrogen som forbrukes

i tilfellet der det produseres lokalt. For termisk peak shaving vil det kjøpes nok hydrogen til å dekke like mye av forbruket som STES. Dette systemet forbruker ikke energi for å lades opp, ettersom hydrogenet blir kjøpt fra en leverandør, men effekttoppene kuttes likevel når hydrogenet blir brukt i brenselcellen. Lastprofilen blir derfor ikke lineær.

3.2 Antagelser

For å komme frem til resultatene er følgende antagelser blitt gjort i simuleringene:

- Strømprisene for NO₃ gjelder for Gløshaugen. I realiteten har NTNU har egne rammeavtaler for strømpriser.
- Den totale effektiviteten kombinerer tur-retureffektiviteten og selvutladingsraten. Denne antas å være konstant.
- Tapene ved opplading og utlading av ESS er like store, med unntak av for hydrogen der tapene ved opp- og utlading er gitt av effektivitetene til henholdsvis elektrolyseren og brenselcellen.
- Kostnader innhentet fra eksterne kilder som var oppgitt i USD eller EUR er blitt omgjort til NOK med valutakurser fra 3. Mai 2024. Da var 1 USD lik 10.9 NOK, og 1 EUR = 11.8 NOK. [88]
- Ingen løpende kostnader, som reparasjon- eller personalkostnader, under systemenes levetid.
- Hydrogen lagres på 350 bar.
- Volumet på hydrogen- og vanntankene er lik volumet de ulike mediene vil oppta på det meste. De fysiske størrelsene på innpakningen er altså sløffet.
- STES opererer på temperaturer mellom 20 og 90 °C.

3.3 Databehandling

For å kunne vurdere de ulike lagringsteknologiene skal det gjennomføres simuleringer etter valgte kriterier, basert på innhentet data. Analysen krever en omfattende innsamling av både elektrisk og termisk energiforbruk, samt priser for strøm, nettleie og fjernvarme. Etter å ha definert caset begynte arbeidet med å hente inn data for energiforbruk på Gløshaugen. For å gjøre dette ble flere på NTNU kontaktet før gruppen til slutt fikk tilgang til programmet Kiona og Energinet, som inneholder all energidata for hele NTNU. Gruppen brukte litt tid på å bli kjent med programmet,

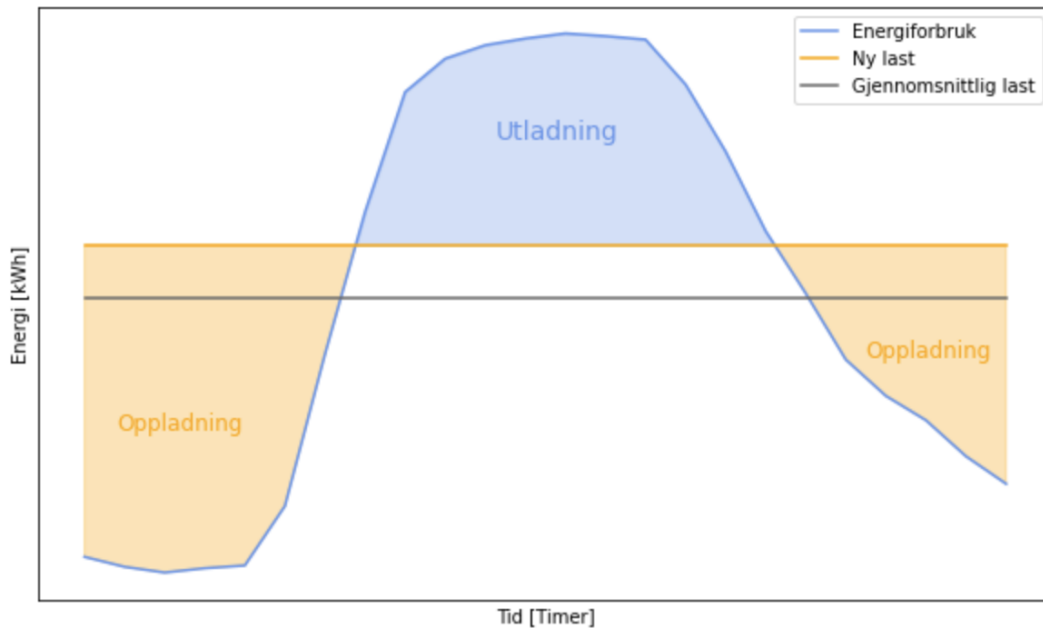
og fant etterhvert korrekte rapporter for ønsket data. Dette inkluderer både elektrisk og termisk energiforbruk med utetemperaturer, oppgitt i timesintervaller for hele 2023.

All data av energiforbruk ble ekstrahert i form av Excel-filer med enheten kWh i de respektive timesintervallene. Nødvendig data ble videre behandlet i Excel for å selektere relevant innhold for simuleringene. Her ble ukorrekte verdier identifisert og fjernet for å øke nøyaktigheten i beregningene. Videre ble dataen importert til programmeringsspråket Python. For å få forståelse av forbruket, lettere identifisere feil i målingene og visualisere dataen ble det her utarbeidet grafer av energiforbruket. Data for eksisterende forbruk ble så brukt som grunnlaget for å definere størrelse på systemene.

Strømpriser for hver time fra 2023 ble hentet fra Forbrukerrådet som Excel-filer og videre importert til Python. Denne dataen ble så behandlet for å visualisere spotprisene grafisk og senere brukt i kostnadsberegningene. Etersom fjernvarmepriser og nettleie ikke varierer timesvis var en slik fremstilling ikke nødvendig for disse prisene.

3.4 Simulering av systemstørrelse

Det første som beregnes når systemstørrelse skal bestemmes er effekten som Gløshaugen må trekke fra strøm- eller fjernvarmenettet hver dag for å oppnå optimal peak shaving. Dersom ESS som blir benyttet hadde hatt 100 % effektivitet ville lasten vært lik gjennomsnittsforsbruket, men ettersom man alltid har tap vil den nye lasten i realiteten være høyere enn snittet. Lasten beregnes slik at forholdet mellom arealet over lasten og arealet til tomrommet under er lik den totale effektiviteten til ESS. Figur 3.1 presenterer dette konseptet grafisk. Det gule arealet viser hvor ESS lades opp, og det blå arealet viser hvor det lades ut. Forholdet mellom det blå og det gule arealet er lik den totale effektiviteten til systemet. Det totale arealet mellom gjennomsnittslasten og den nye lasten representerer da tapene som forekommer.



Figur 3.1: Eksempel på en dags energiforbruk plottet med gjennomsnittlig og ny last

Tap forekommer både i forbindelse med selvutlading og opp-/utlading av systemet. Derfor må den totale effektiviteten til ESS beregnes. Ettersom selvutladingsraten er oppgitt i %/dag, og ny last beregnes for én dag av gangen, kan den totale effektiviteten η_{tot} beregnes som vist i Formel 3.1.

$$\eta_{tot} = \eta_{tur-retur} - \eta_{selvutladingsrate} \quad (3.1)$$

Den nye lasten beregnes ved bruk av en iterativ metode. Det defineres da tre funksjoner som er vist i Formel 3.2, 3.3 og 3.4. Formel 3.4 er kvadrert for å sikre økt nøyaktighet og at man alltid får et positivt svar. Gjennom en iterativ prosess som minimerer denne funksjonen vil man finne den optimale verdien for “last”, som er den konstante effekten som vil trekkes fra nettet. Denne verdien beregnes for hver dag i løpet av året.

$$A_{over}(data, last) = \sum_{\substack{x \in data \\ x > last}} (x - last) \quad (3.2)$$

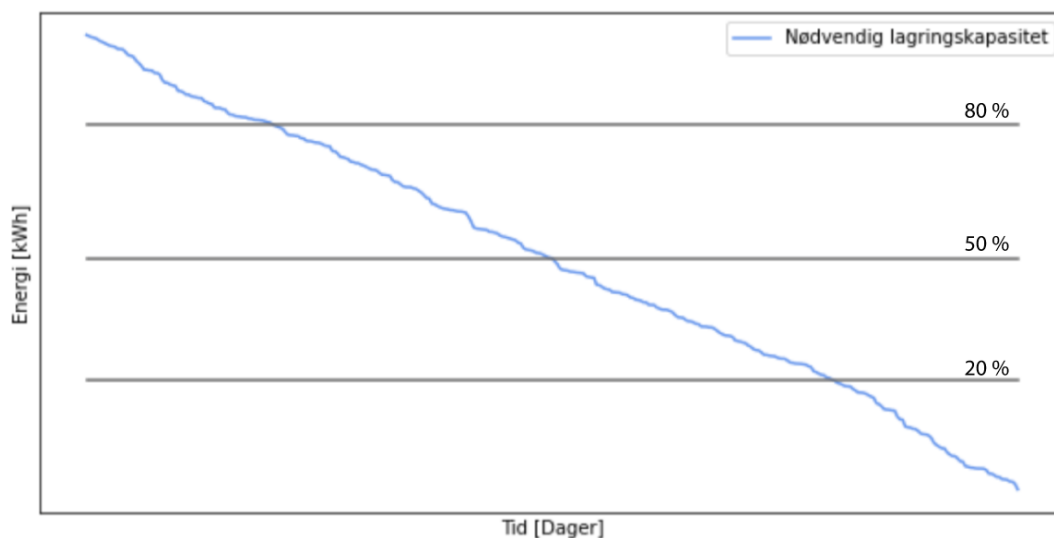
$$A_{under}(data, last) = \sum_{\substack{x \in data \\ x < last}} (last - x) \quad (3.3)$$

$$Diff(data, last) = (A_{over}(data, last) - A_{under}(data, last) \cdot \eta_{tot})^2 \quad (3.4)$$

Videre beregnes den totale lagringskapasiteten som er nødvendig hver enkelt dag for å oppnå den nye konstante lasten. Størrelsen på systemet defineres da ut i fra Formel 3.5. Her multipliseres arealet under linjen for ny last med roten av den totale tur-retteffektiviteten, da det kun et tapet ved opplading som vil påvirke lagringskapasiteten til systemet. For bruk av hydrogen multipliseres A_{under} med virkningsgraden ved elektrolyse istedenfor. Ved bruk av LIB divideres kapasiteten til slutt med en faktor på 0.8 for å forhindre behovet for full ut- og opplading, og dermed sikre lengre levetid for ESS.

$$Kapasitet = A_{under} \cdot \sqrt{\eta_{tur-retur}} \quad (3.5)$$

Størrelsene sorteres deretter i synkende rekkefølge så det kan undersøkes hvor mange dager det er ønskelig at ESS fungerer på maksimal kapasitet i henhold til scenarioene. Figur 3.2 er et eksempel som visualiserer denne metoden, med et plot for nødvendig lagringskapasitet for hver dag i året. Skjæringspunktet mellom grafen og de tre linjene i diagrammet viser ved hvilken kapasitet systemet kan tilby optimal peak shaving i henholdsvis 20, 50 og 80 % av dagene. Slik blir det enkelt å se for seg hvordan scenarioene blir i forhold til hverandre.



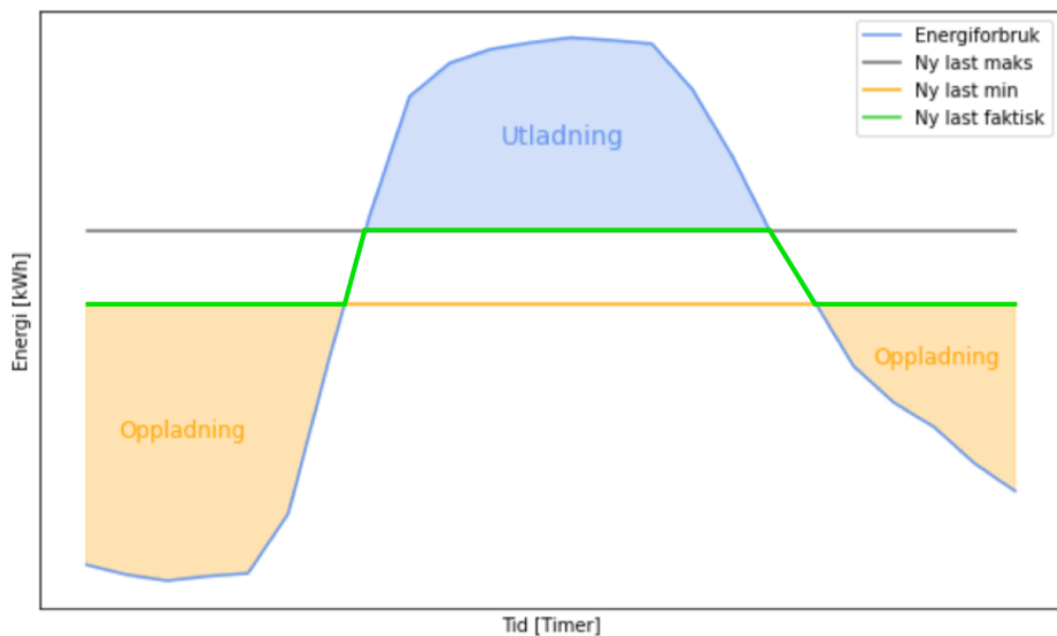
Figur 3.2: Eksempelgraf på nødvendig kapasitet til et ESS for å oppnå en lineær last

For å beregne lastprofilen til alle dagene der maks ytelse av systemet ikke er tilstrekkelig for å oppnå en konstant last benyttes Formel 3.6 og 3.7. Her er A_{case} mengden energi som må trekkes fra strøm- eller fjernvarmenettet for å lade det valgte ESS til 100 %. Igjen benyttes det her en iterativ prosess som minimerer begge funksjonene for å komme frem til henholdsvis maksimal og minimal last for den gitte perioden.

$$Diff_{maks}(data, last) = (A_{over}(data, last) - A_{case} \cdot \eta_{tot})^2 \quad (3.6)$$

$$Diff_{min}(data, last) = (A_{under}(data, last) - A_{case})^2 \quad (3.7)$$

Dagene systemet operer på maksimal kapasitet uten å dekke det totale behovet vil ha en ikke-lineær lastprofil med små topper i timene med høyest forbruk. Lasten som trekkes fra nettet vil da følge den laveste linjen i perioder der forbruket er lavere enn den minimale lasten. Den vil følge den høyeste linjen i perioder der forbruket er høyere enn den maksimale lasten, og ellers vil den følge forbrukskurven som vist i Figur 3.3. I figuren er den grønne linjen den nye lastprofilen til en dag som har et høyere energibehov enn ESS klarer å dekke.



Figur 3.3: Eksempel på en dags nye energiforbruk plottet med øvre og nedre grense for last

I tillegg til å finne den nødvendige lagringskapasiteten til ESS behøver man å vite effektbehovet. Dette finner man ved å se på den største differansen mellom ny last og energiforbruket. Denne differansen representerer den timen der man behøver å levere eller lagre mest energi, og er dermed den maksimale effekten som kreves for perioden. Den maksimale differansen i løpet av hele året er det systemet må dimensjoneres etter for å oppfylle kravet i de respektive scenarioene.

Ettersom bruk av hydrogen innebærer bruk av to uavhengige systemer for opp- og utlading, med henholdsvis elektrolyseren og brenselcellen, må effektbehovet beregnes for begge disse. For elektrolyseren vil effektbehovet være differansen mellom ny last og minimumsforbruket, og for

brenselcellen er det forskjellen mellom ny last og maksforbruket. Også her må ESS dimensjoneres etter de største differansene i løpet av året for å oppfylle kravene i scenarioene.

For å beregne hvor stor plass ESS opptar er det viktig at både energi- og effektbehovet blir dekket. Dette gjøres ved å finne eksisterende systemer med en gitt effekt og lagringskapasitet, og deretter multiplisere de opp til begge behovene er tilfredsstilt. Størrelsen på hydrogenlagringstankene bestemmes av mengden energi som må lagres, og det benyttes da en energitetthet på 800 Wh/L. For å beregne størrelsen på vanntankene må det tas hensyn til hvor mye temperaturen i tankene skal økes. Formel 3.8 viser hvordan den endelige tankstørrelsen for STES kan beregnes.

$$V = \frac{E}{C_p \cdot \Delta T \cdot \rho} \quad (3.8)$$

3.5 Simulering av kostnadseffektivitet

En analyse av de økonomiske aspektene rundt implementering av et ESS inneholder flere variabler som må tas hensyn til. De mest åpenbare variablene som må bli sett på er investeringskostnader, driftskostnader og levetidskostnader. I dette kapitlet vil det bli beskrevet hvordan disse aspektene er blitt regnet ut.

Først, for å regne ut investeringskostnader av ESS, er det blitt brukt litt ulike metoder avhengig av teknologien. For LIB og VRFB er det tatt utgangspunkt i hvor mange batterisystemer som trengs. Siden det er funnet priser for BESS på 1 MW effekt med 2, 4 og 10 timer varighet, er det disse kapasitetene som må oppfylle kravene for beregnet nødvendig kapasitet og effekt. Disse kapasitetene multipliseres da opp til behovene er tilfredsstilt, og det gjøres med den billigste kombinasjonen av batterisystemer

For hydrogen er prisen for alt utenom brenselcellen bestemt ut i fra kostnadene skildret i Kapittel 2.3.3. Da multipliseres kostnaden på 0.6 NOK/kWh med årlig forbruk av hydrogen for hvert scenario, samt den antatte levetiden på 20 år. Det er med andre ord funnet total mengde hydrogen som forbrukes gjennom hele levetiden til produksjonsanlegget, og det er denne utgiften som brukes i beregningene for å anslå investeringskostnader. Investeringskostnadene for brenselcellen er i likhet med batterisystemene bestemt ut i fra eksisterende systemer som dekker ønsket behov.

Investeringskostnadene for STES er bestemt ved å anta en pris på 5 EUR/kWh. Andre investeringskostnader ved bruk av STES, som et vannbårent system, er ikke inkludert fordi Gløshaugen allerede har systemer for distribisjon av fjernvarme.

Et endret elektrisk energiforbruk betyr endrede strømknudner, og derfor beregnes besparelsene som forekommer ved bruk av et ESS. Den totale strømprisen utgjøres av både spotprisen og nettleien. Nettleien består videre av et fastledd, energiledd, effektledd og avgifter. Avgiftene varierer med tiden på året, og prisen skal derfor kun multipliseres med forbruket fra de respektive månedene. Effektledet varierer fra sommer til vinter og avhenger av den maksimale effekten fra en enkelt måned. Derfor må først den maksimale effekten fra hver måned beregnes, og deretter multipliseres med de respektive månedene. De totale besparelsene i kroner er da differansen mellom kostnadene før og etter peak shaving.

I motsetning til forbruk av elektrisitet betaler man ikke for nettleie ved bruk av fjernvarme. Det vil si at det eneste som gjøres ved beregning av fjernvarmekostnadene er å multiplisere forbruket med prisen per kWh. Videre beregnes levetidskostnadene ved å multiplisere de årlige besparelsene med anslått levetid, og deretter trekke fra investeringskostnadene.

Ved kjøp av hydrogen er det blitt brukt en hydrogenpris på 2.655 NOK/kWh, som presentert i Kapittel 2.3.3. Denne prisen multipliseres med mengden energi som skal lagres i løpet av hele 2023 for hvert enkelt scenario. Videre er det definert en ny effektkurve for å beregne besparelsene som forekommer. Denne kurven vil være lik den konstante lasten, som blir definert i scenarioene med egenprodusert hydrogen, for alle timene der forbruket er høyere enn den nye lasten. I alle timene der forbruket er mindre enn den nye lasten vil kurven følge det faktiske forbruket til NTNU. Med andre ord vil effekttoppene kuttet uten at grunnlasten økes. De nye kostandene og besparelsene for strøm- og fjernvarmeforbruket kan deretter beregnes på samme måte som i de andre scenarioene.

I tillegg til dette er det beregnet grenseverdier for hva hydrogenprisen må være for at driftskostnadene skal gå i null, eller for at det skal være mer lønnsomt å kjøpe hydrogen sammenlignet med å produsere det selv. Førstnevnte beregnes ved å summere besparelsene fra strøm og fjernvarme, og dividere dette med hvor mye hydrogen som må kjøpes i kWh. Sistnevnte beregnes på samme måte, men her trekkes de totale tapene fra egenprodusert hydrogen scenarioet fra besparelsene før det divideres.

4 Resultater

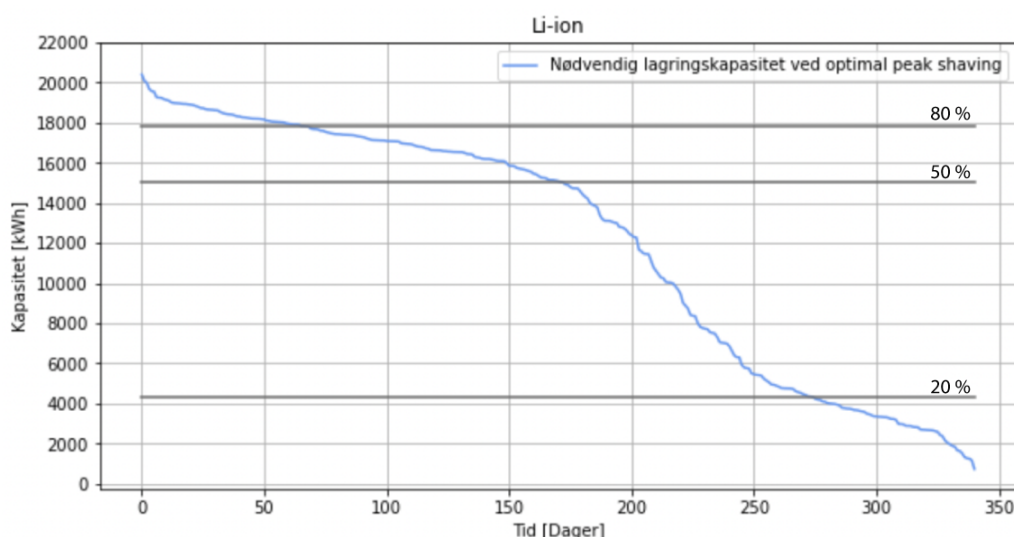
I dette kapitlet vil resultatene bli presentert. Tabell 4.1 viser en oversikt over de virkningsgradene og selvtladingsratene som det er blitt tatt hensyn til i beregningene av nytt energiforbruk for de ulike ESS. For hydrogen er virkningsgraden ved elektrolyse med kompresjon til 350 bar satt til 60 %, og virkningsgraden for energiproduksjon via brenselcelle satt til 50 og 40 %.

Tabell 4.1: Virkningsgradene og selvtladingsratene benyttet i simuleringene

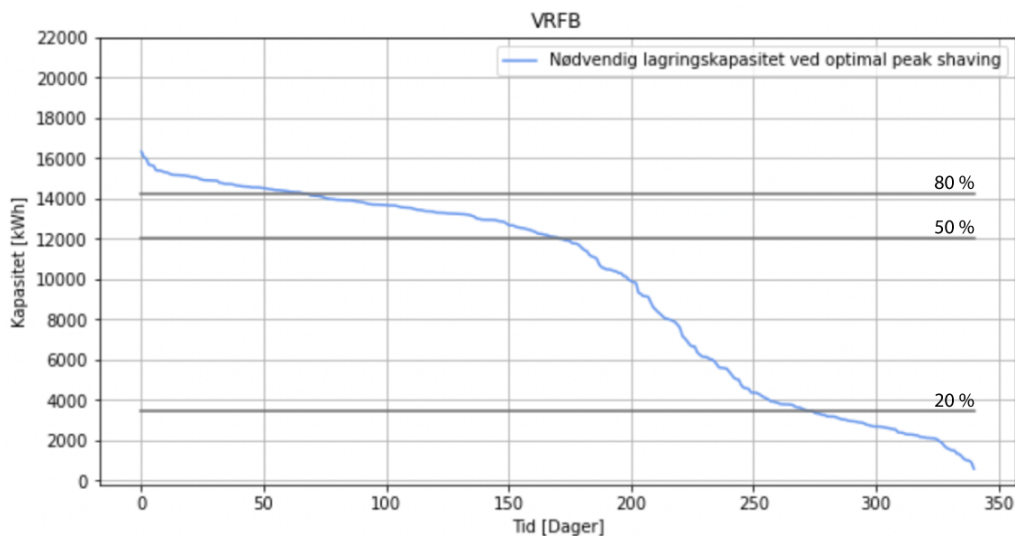
	LIB	VRFB	Hydrogen	Hydrogen (kjøpt)	STES
Elektrisk tur-retur-effektivitet [%]	90	78	$60 \cdot 50 = 30$	50	-
Termisk tur-retur-effektivitet [%]	-	-	$60 \cdot 40 = 24$	40	70
Selvtladingsrate [%/dag]	0.2	0.2	0	0	1.5

4.1 Elektrisk peak shaving

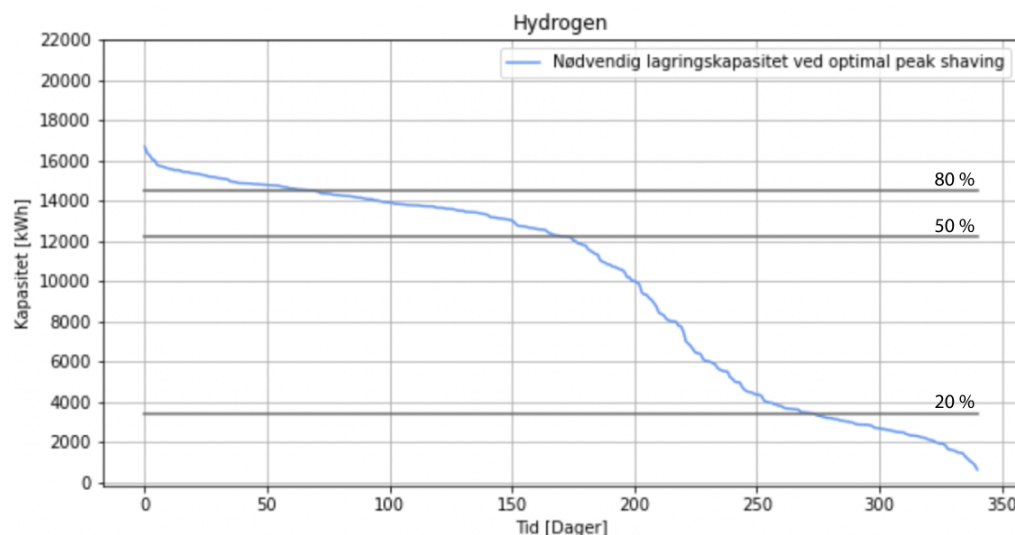
Figur 4.1, 4.2 og 4.3 illustrerer nødvendig lagringskapasitet hver dag i 2023 må ha for å utføre optimal peak shaving med henholdsvis LIB, VRFB og hydrogen. Lagringskapasitetene blir representert med den blå linja i figurene. Her er verdiene sortert etter synkende rekkefølge slik at det er enklere å få oversikt. De grå linjene representerer hvor mye energi systemet totalt må kunne lagre for å utføre optimal peak shaving i 20, 50 og 80 % av dagene. ESS vil dimensjoneres etter de grå linjene for å alltid kunne levere energien som kreves for hvert av de tre scenarioene.



Figur 4.1: Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for LIB



Figur 4.2: Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for VRFB



Figur 4.3: Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for PAFC

Tabell 4.2 viser de nødvendige lagringskapasitetene for teknologiene i hvert scenario. Verdiene i tabellen er kryssningspunktene mellom de tre grå linjene og den blå grafen i alle tre plottene. Her bemerkes en markant økning fra Scenario 1 til Scenario 2 og 3 for alle teknologene. LIB krever større kapasitet for alle scenarioene enn de to andre teknologiene. Hydrogen og VRFB ligger omtrent på samme kapasitetsnivå i alle tre scenarioene.

Tabell 4.2: Nødvendig lagringskapasitet for optimal peak shaving

	LIB [kWh]	VRFB [kWh]	Hydrogen [kWh]
Scenario 1 (20 %)	4 344	3 463	3 412
Scenario 2 (50 %)	15 040	11 999	12 204
Scenario 3 (80 %)	17 810	14 244	14 497

Tabell 4.3 oppsummerer den maksimale effekten de forskjellige ESS må kunne levere i hvert scenario. Av de to batteritypene er det LIB som må kunne levere den største effekten for alle de tre scenarioene. For hydrogen skilles det mellom effektbehov for elektrolyseren og brenselcellen. Videre ser man at av alle de strømproduserende teknologiene er det brenselcellen som har lavest effektbehov i samtlige scenarioer.

Tabell 4.3: Maksimal nødvendig effekt ved hvert av scenarioene

	LIB [kW]	VRFB [kW]	Hydrogen (elektrolyser) [kW]	Hydrogen (brenselcelle) [kW]
Scenario 1 (20 %)	996	962	1 083	739
Scenario 2 (50 %)	1 945	1 863	2 343	1 369
Scenario 3 (80 %)	2 040	1 961	2 494	1 445

Tabell 4.4 viser en oversikt over de forskjellige investeringskostnadene som trengs i hvert scenario. Tabellen viser at dersom hydrogen skal produseres på Gløshaugen vil denne teknologien bli den dyreste, men dersom hydrogen skal kjøpes får teknologien de laveste investeringskostnadene. Videre er VRFB billigere enn LIB i Scenario 1 og 2, og dyrere i Scenario 3.

Tabell 4.4: Investeringskostnader for ESS som leverer elektrisk energi [20, 43, 55, 72]

	LIB [MNOK]	VRFB [MNOK]	Hydrogen (elektrolyser) [MNOK]	Hydrogen (resterende) [MNOK]
Scenario 1 (20 %)	30.85	25.53	12.46	29.45
Scenario 2 (50 %)	74.70	65.70	33.68	59.95
Scenario 3 (80 %)	82.94	91.23	36.75	60.40

Tabell 4.5 viser en oversikt over hvor stort volum de forskjellige ESS krever i hvert scenario. VRFB trenger den klart største plassen for alle scenarioene. Uavhengig av om hydrogen skal produseres på campus eller ikke, vil LIB kreve den minste plassen for Scenario 1 og 2. For Scenario 3 vil løsningen med kjøp av hydrogen kreve minst plass av alle teknologiene.

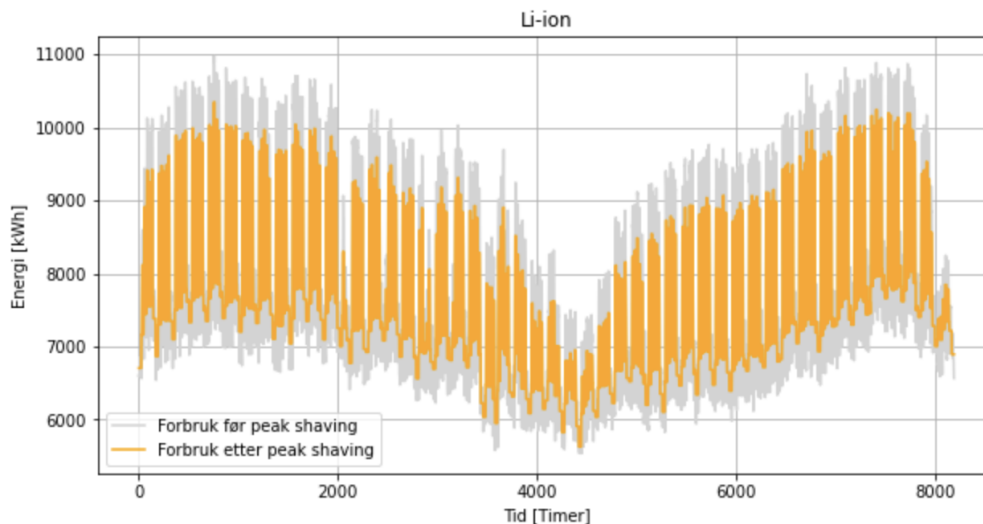
Tabell 4.5: Nødvendig volum på ESS ved elektrisk peak shaving

	LIB [m ³]	VRFB [m ³]	Hydrogen (elektrolyser) [m ³]	Hydrogen (resterende) [m ³]
Scenario 1 (20 %)	115	1 857	131	189
Scenario 2 (50 %)	346	3 714	131	385
Scenario 3 (80 %)	423	3 714	131	388

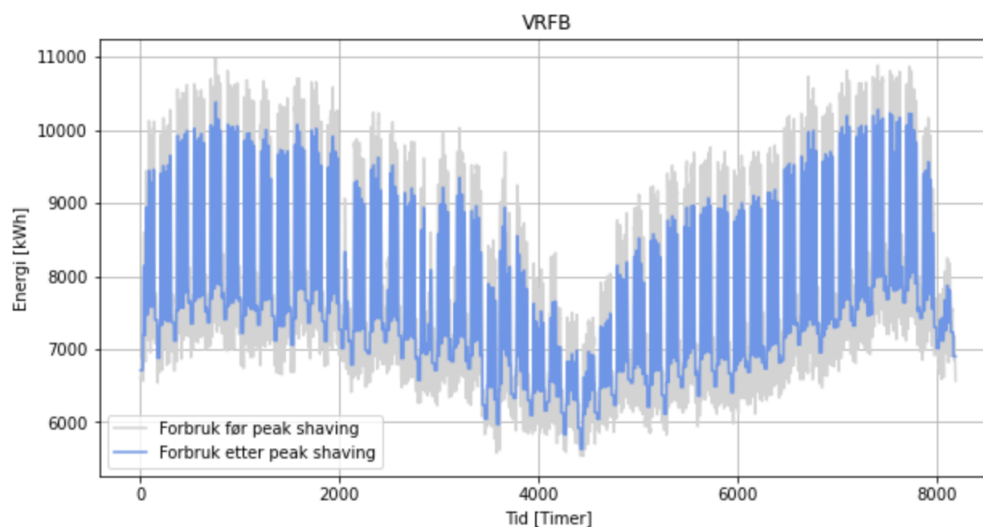
4.1.1 Scenario 1

ESS i dette scenarioet er dimensjonert for å utføre perfekt peak shaving i 20 % av dagene i året. Figur 4.4, 4.5 og 4.6 viser det nye strømforbruket for henholdsvis LIB, VRFB og hydrogen. I figurene er det opprinnelige strømforbruket plottet i grått i bakgrunnen av det nye for å tydeliggjøre forskjellen.

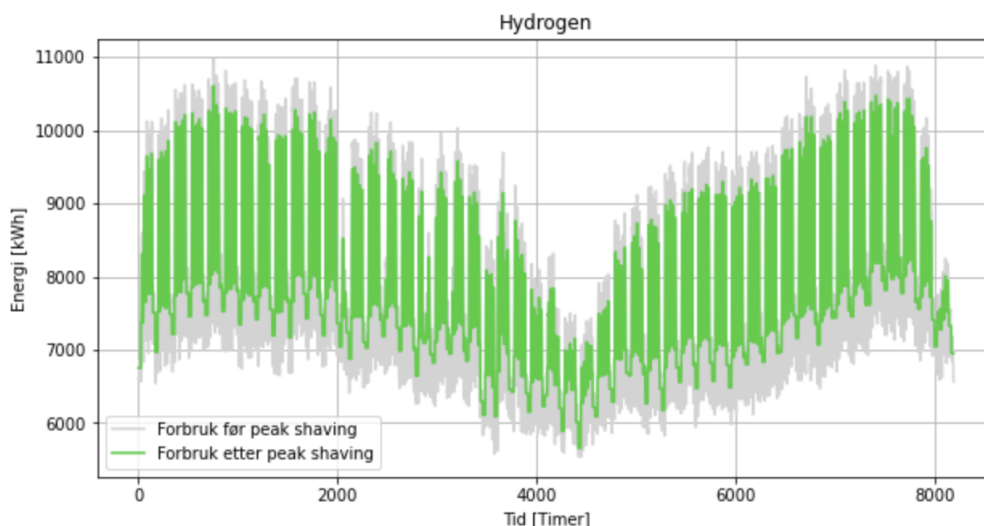
Figurene 4.4 og 4.5 får et nytt strømforbruk som ligner ganske mye på hverandre, men LIB klarer å kutte toppene minimalt mer enn det VRFB er i stand til. Videre ser man i Figur 4.6 at hydrogen ikke klarer å kutte like mye som de to andre teknologiene. Hydrogen øker også grunnlasten i forhold til de to andre. Det kommer frem ved å se på hvor mye av det grå originalforbruket som synes under det nye forbruket sammenlignet med de to andre.



Figur 4.4: Energiforbruk før og etter peak shaving for LIB i Scenario 1



Figur 4.5: Energiforbruk før og etter peak shaving for VRFB i Scenario 1



Figur 4.6: Energiforbruk før og etter peak shaving for hydrogen brukt i PAFC i Scenario 1

Tabell 4.6 viser hvor store besparelser som forekommer i 2023. For strømkostnader og -besparelse inkluderes også prisene for nettleie. Her ender de to batteriteknologiene opp med positive verdier for årlig besparelse. LIB er den teknologien som ender opp med den totalt største besparelsen. Begge løsningene for hydrogen ender opp med negative verdier for årlig besparelse, og samtlige teknologier får negativ levetidsbesparelse.

Tabell 4.6: Oversikt over kostnader og besparelser for elektrisk peak shaving for Scenario 1

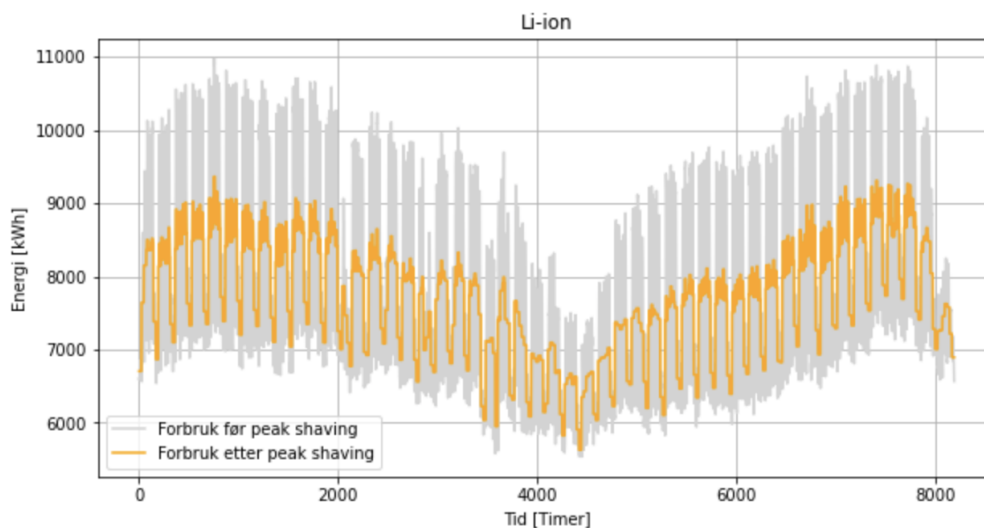
	LIB	VRFB	Hydrogen (egenprodusert)	Hydrogen (kjøpt)
Strømkostnad uten peak shaving [MNOK/år]	52.62			
Strømkostnad med peak shaving [MNOK/år]	52.18	52.31	53.12	51.96
Besparelse strøm [MNOK/år]	0.44	0.31	- 0.51	0.65
Fjernvarmekostnad uten peak shaving [MNOK/år]	17.40			
Fjernvarmekostnad med peak shaving [MNOK/år]	17.40	17.40	17.24	17.24
Besparelse fjernvarme [MNOK/år]	0	0	0.16	0.16
Hydrogenkostnad [MNOK/år]	-	-	-	2.91
Årlig besparelse [MNOK/år]	0.44	0.31	- 0.34	- 2.09
Levetidsbesparelse [MNOK]	- 26.48	- 20.94	- 45.35	- 50.35

Som beskrevet i Kapittel 2.3.3 forventes en prisreduksjon på hydrogen i fremtiden. Dersom kjøp av hydrogen økonomisk sett skal være mer lønnsomt enn å produsere egen må prisen ned til 1.059 NOK/kWh. Det tilsvarer en reduksjon på 1.601 NOK, som er 60.2 % mindre enn dagens pris på 2.66 NOK/kWh. For å oppnå en positiv årlig besparelse ved å benytte kjøpt hydrogen må prisen være 0.745 NOK/kWh, som tilsvarer en reduksjon på 72.0 %.

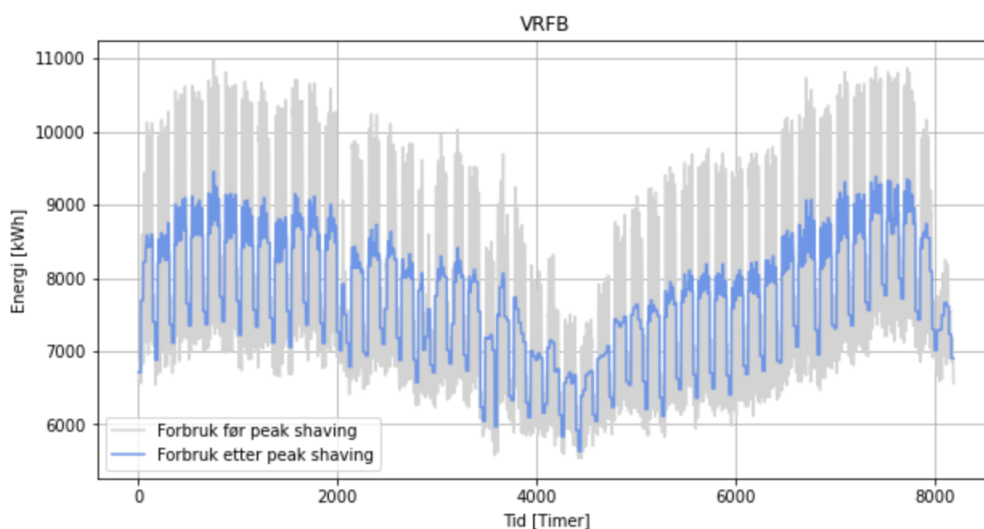
4.1.2 Scenario 2

Grafene for de nye lastprofilene for Scenario 2 er plottet i Figur 4.7, 4.8 og 4.9 for henholdsvis LIB , VRFB og hydrogen. ESS i dette scenarioet er dimensjonert for å kunne utføre optimal peak shaving 50 % av dagene i løpet av året. Som i grafene fra Scenario 1 er det nye forbruket plottet foran det originale for å gi et godt visuelt bilde på differansen før og etter peak shaving.

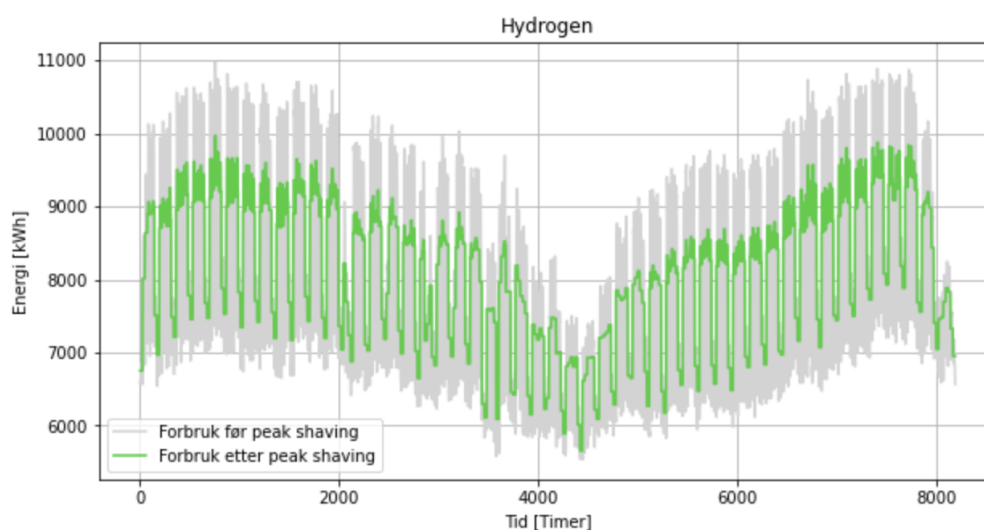
I figurene kommer det frem at LIB er den teknologien som klarer å kutte effekttoppene mest effektivt, tett etterfulgt av VRFB som får et marginalt høyere forbruk. Teknologien for hydrogen kommer ut med det høyeste energiforbruket, med enkelte verdier som nærmer seg 10 000 kWh.



Figur 4.7: Energiforbruk før og etter peak shaving for LIB i Scenario 2



Figur 4.8: Energiforbruk før og etter peak shaving for VRFB i Scenario 2



Figur 4.9: Energiforbruk før og etter peak shaving for hydrogen brukt i PAFC i Scenario 2

Tabell 4.7 viser hvor store besparelser som forekommer over hele 2023 for Scenario 2. Tabellen viser at kjøpt hydrogen fører til den største besparelsen når det kun gjelder besparelse på strøm, men ender allikevel opp med de største netto tapsverdiene på grunn av høy hydrogenkostnad. Totalt får LIB den høyeste årlige besparelsen, mens man taper minst i løpet av levetiden med VRFB.

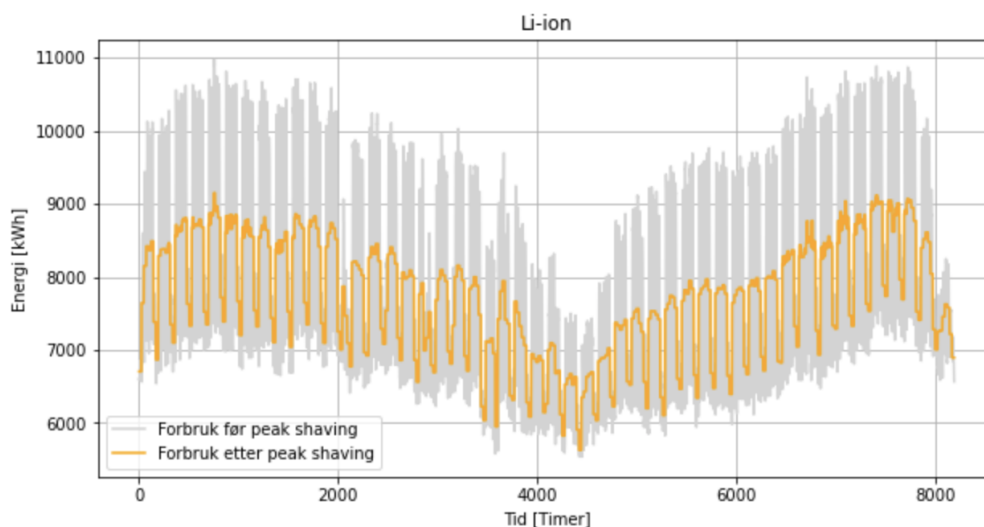
Dersom kjøp av hydrogen økonomisk sett skal være mer lønnsomt enn å produsere egen for Scenario 2, må prisen ned til 1.131 NOK/kWh. Det tilsvarer en reduksjon på 1.529 NOK, eller 57.5 % ned fra dagens pris. For å oppnå en positiv årlig besparelse ved å benytte kjøpt hydrogen må prisen være på 0.738 NOK/kWh, tilsvarende en prisreduksjon på 72.3 %.

Tabell 4.7: Oversikt over kostnader og besparelser for elektrisk peak shaving for Scenario 2

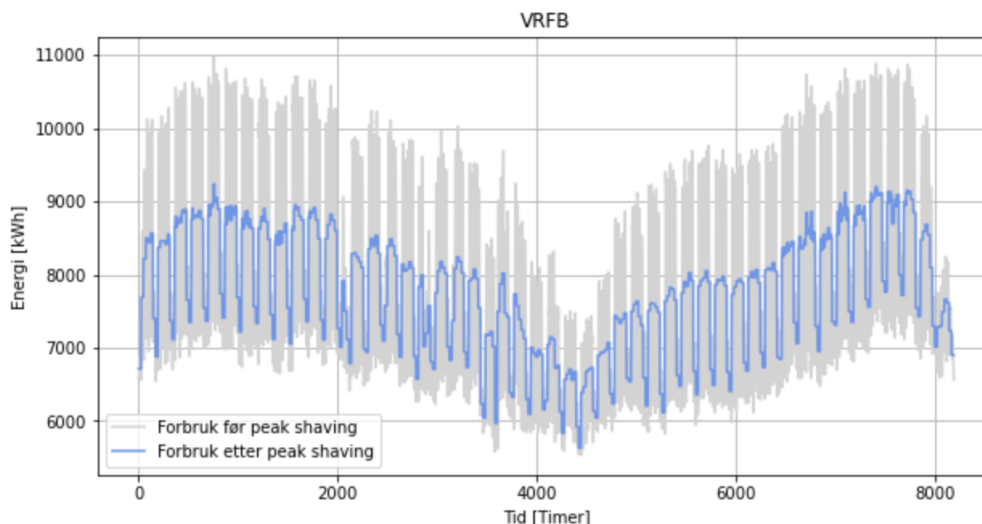
	LIB	VRFB	Hydrogen (egenprodusert)	Hydrogen (kjøpt)
Strømkostnad uten peak shaving [MNOK/år]	52.62			
Strømkostnad med peak shaving [MNOK/år]	51.55	51.91	54.25	50.84
Besparelse strøm [MNOK/år]	1.07	0.71	- 1.63	1.77
Fjernvarmekostnad uten peak shaving [MNOK/år]	17.40			
Fjernvarmekostnad med peak shaving [MNOK/år]	17.40	17.40	16.95	16.95
Besparelse fjernvarme [MNOK/år]	0	0	0.45	0.45
Hydrogenkostnad [MNOK/år]	-	-	-	7.98
Årlig besparelse [MNOK/år]	1.07	0.71	- 1.18	- 5.76
Levetidsbesparelse [MNOK]	- 63.99	- 55.12	- 105.43	- 117.56

4.1.3 Scenario 3

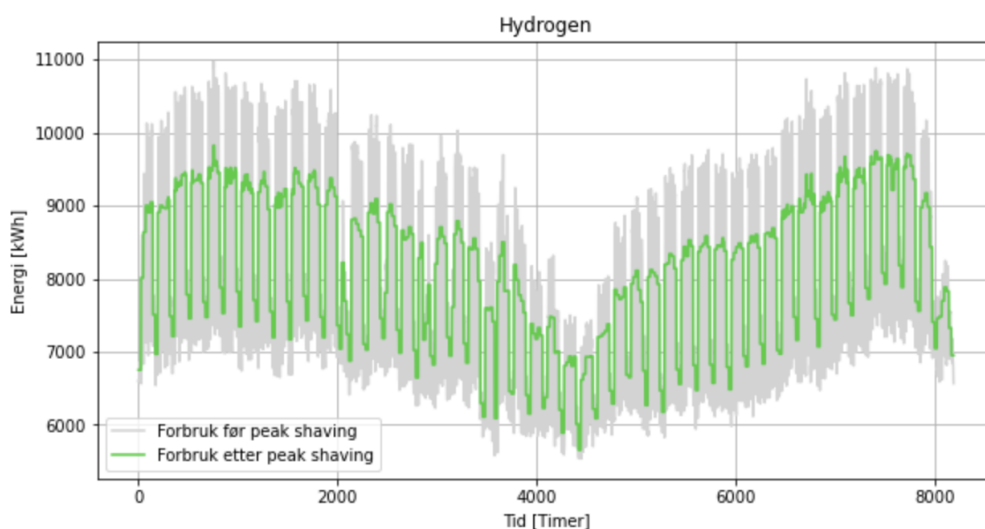
Figur 4.10, 4.11 og 4.12 visualiserer nytt energiforbruk for hver av teknologiene, som i dette Scenarioet er dimensjonert for optimal peak shaving i 80 % av dagene. Som i grafene fra Scenario 1 og 2 er det nye forbruket plottet foran det originale for å gi et godt visuelt bilde på differansen før og etter. Figurene viser at det i Scenario 3 er LIB som mest effektivt klarer å kutte effekttoppene. VRFB er nesten like effektiv som LIB, men effekttoppene legger seg minimalt høyere enn LIB. Hydrogen kommer ut som den minst effektive teknologien med effekttopper som er en god del høyere enn de to andre teknologiene, samtidig som grunnlasten økes mest.



Figur 4.10: Energiforbruk før og etter peak shaving for LIB i Scenario 3



Figur 4.11: Energiforbruk før og etter peak shaving for VRFB i Scenario 3



Figur 4.12: Energiforbruk før og etter peak shaving for hydrogen brukt i PAFC i Scenario 3

Tabell 4.8 viser hvor store besparelser som forekommer over hele 2023 i Scenario 3. Den største årlige besparelsen kommer fra LIB. Utenom LIB er det bare VRFB som klarer produsere et årlig positivt resultat. Levetidsbesparelsene kommer ut som netto negative for alle teknologiene. Bruk av LIB gir minst økonomisk tap av teknologiene, mens kjøpt hydrogen ender med de største tapene.

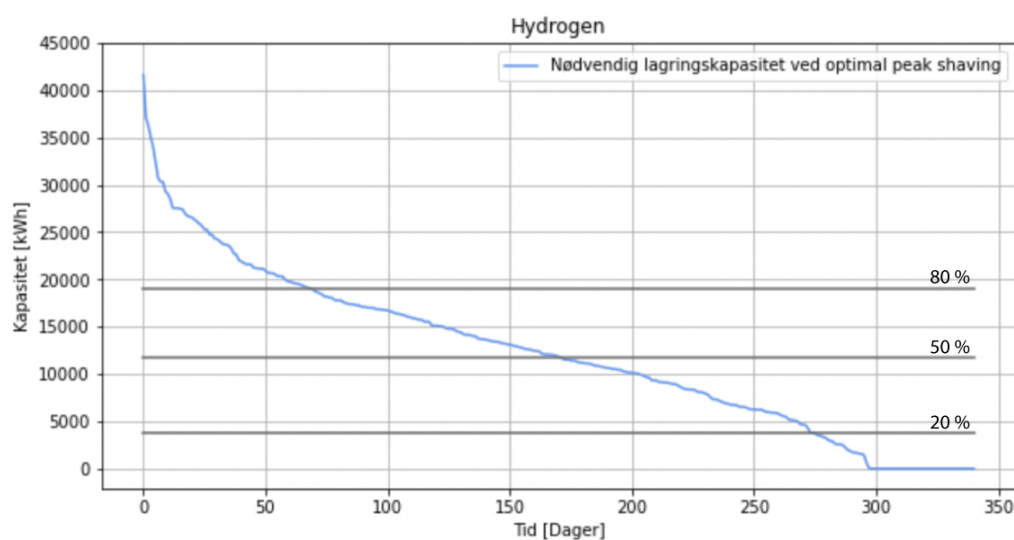
Dersom kjøp av hydrogen økonomisk sett skal være mer lønnsomt enn å produsere egen for Scenario 2, må prisen ned til 1.149 NOK/kWh. Det tilsvarer en reduksjon på 1.511 NOK, eller 56.8 % ned fra dagens pris på 2.66 NOK/kWh. For å oppnå en positiv årlig besparelse ved å benytte kjøpt hydrogen må prisen være på 0.749 NOK/kWh, tilsvarende en prisreduksjon på 71.8 %.

Tabell 4.8: Oversikt over kostnader og besparelser for elektrisk peak shaving for Scenario 3

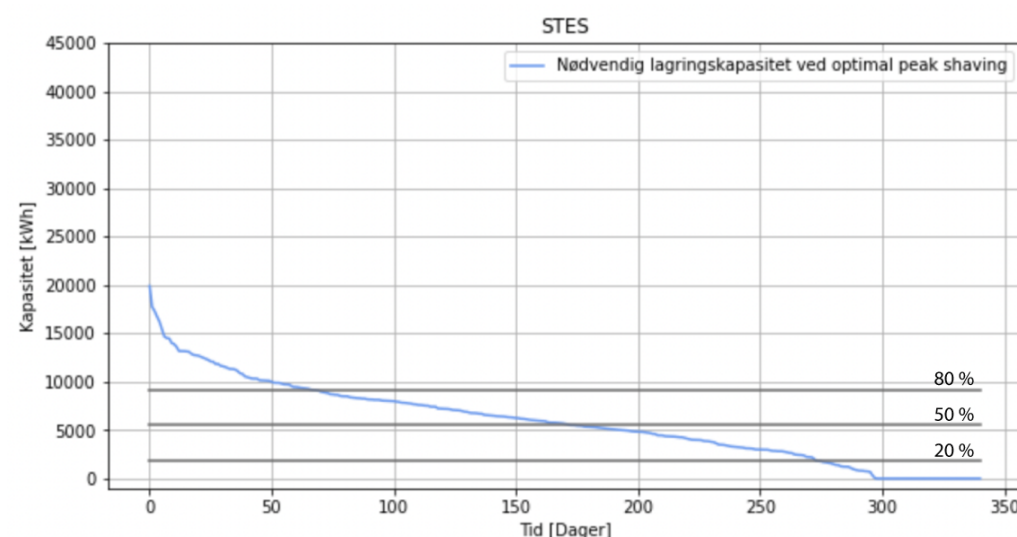
	LIB	VRFB	Hydrogen (egenprodusert)	Hydrogen (kjøpt)
Strømkostnad uten peak shaving [MNOK/år]	52.62			
Strømkostnad med peak shaving [MNOK/år]	51.43	51.84	54.44	50.65
Besparelse strøm [MNOK/år]	1.18	0.78	- 1.82	1.97
Fjernvarmekostnad uten peak shaving [MNOK/år]	17.40			
Fjernvarmekostnad med peak shaving [MNOK/år]	17.40	17.40	16.90	16.90
Besparelse fjernvarme [MNOK/år]	0	0	0.50	0.50
Hydrogenkostnad [MNOK/år]	-	-	-	8.76
Årlig besparelse [MNOK/år]	1.18	0.78	- 1.32	- 6.29
Levetidsbesparelse [MNOK]	- 71.09	- 79.50	- 110.34	- 123.27

4.2 Termisk peak shaving

Figurene 4.13 og 4.14 viser de nødvendige lagringskapasitetene hydrogen og STES trenger hver dag for å utføre optimal termisk peak shaving i 2023. De tre grå linjene i begge figurene viser hvor store lagringskapasitetene må være for Scenario 1, 2 og 3. Kapasitetene det vil bli tatt utgangspunkt i for de termiske scenarioene er kryssningspunktene mellom de tre grå og den blå linjen i begge figurene.



Figur 4.13: Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for PAFC



Figur 4.14: Nødvendig lagringskapasitet for de respektive scenarioene for STES

Tabell 4.9 viser en oppsummering av de nødvendige lagringskapasitetene i hvert scenario. Fra tabellen vises at hydrogen krever størst lagringskapasitet for alle scenarioene. Størrelsene øker jevnt fra scenario til scenario, med omtrent 8 000 kWh for hydrogen og 4 000 kWh for STES.

Tabell 4.9: Nødvendig lagringskapasitet for optimal peak shaving av termisk energi

	Hydrogen [kWh]	STES [kWh]
Scenario 1 (20 %)	3 829	1 831
Scenario 2 (50 %)	11 736	5 611
Scenario 3 (80 %)	19 087	9 125

Tabell 4.10 viser en oversikt over hvor stor effekt de to teknologiene må være i stand til å levere for de tre scenarioene. Som tabellen viser er alle verdiene like. Grunnen til det er at de termiske scenarioene sammenligner hvilken av teknologiene som er mest effektiv for å kutte den samme andelen av effekttoppene.

Tabell 4.10: Maksimal nødvendig effekt for hver av scenarioene for begge teknologiene

	Hydrogen (brenselcelle) [kW]	STES [kW]
Scenario 1 (20 %)	1 722	1 722
Scenario 2 (50 %)	2 412	2 412
Scenario 3 (80 %)	2 739	2 739

Tabell 4.11 viser en oversikt over hvor store investeringskostnader som er nødvendig for lagringsteknologiene for de tre termiske scenarioene. Hydrogen krever vesentlig høyere investeringer enn STES for samtlige scenarioer. STES øker andelsmessig mer hvert scenario, men er likevel ikke i nærheten av investeringskostnadene for hydrogen.

Tabell 4.11: Investeringskostnader for ESS til de termiske scenarioene

	Hydrogen (resterende) [MNOK]	STES [MNOK]
Scenario 1 (20 %)	72.69	0.10
Scenario 2 (50 %)	103.02	0.31
Scenario 3 (80 %)	118.85	0.50

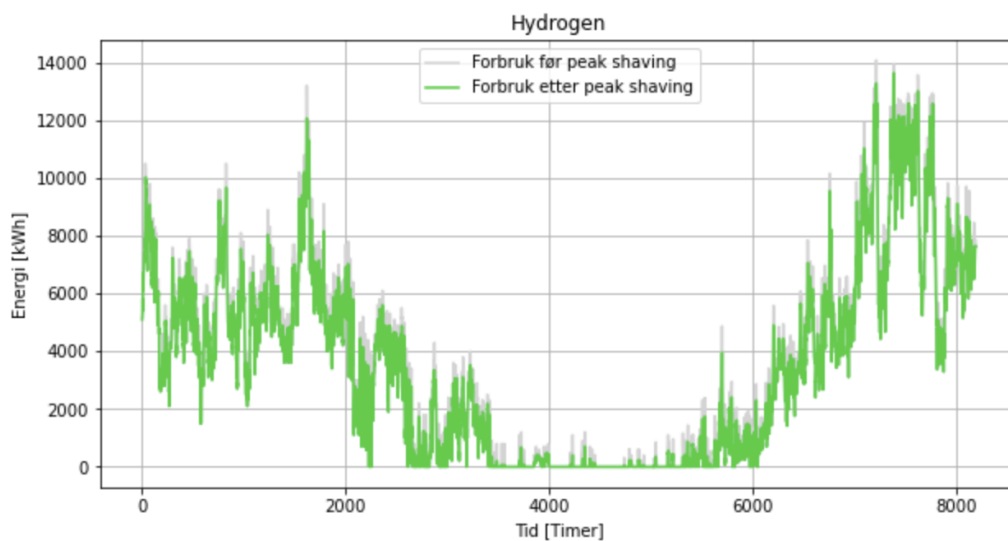
Tabell 4.12 gir en oversikt over hvor stort volum de forskjellige ESS vil ta for alle de tre scenarioene. STES er den teknologien av de to som krever den minste plassen. STES vil kreve henholdsvis 5-, 11.5- og 15.5 % av plassen til hydrogen for Scenario 1, 2 og 3.

Tabell 4.12: Nødvendig volum på ESS ved termisk peak shaving

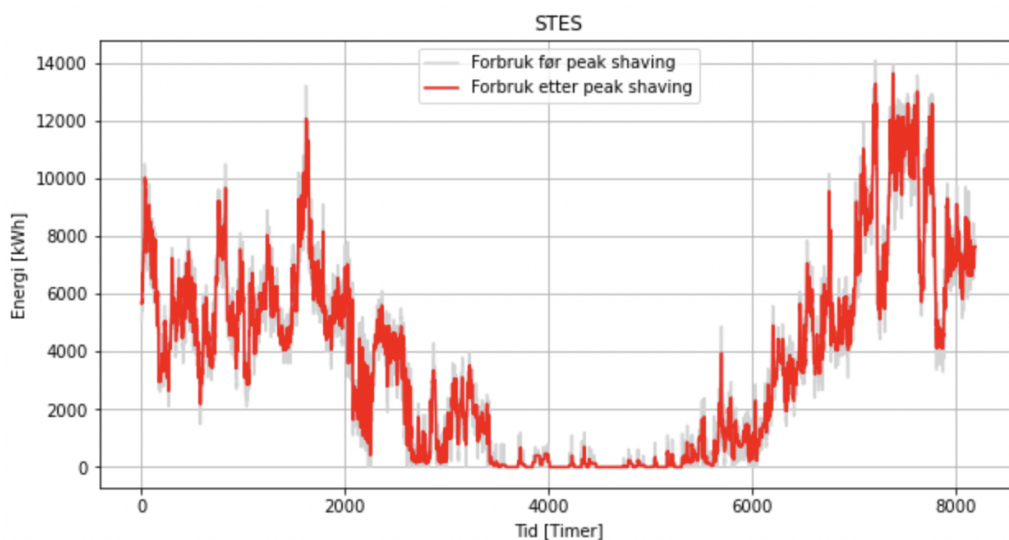
	Hydrogen (resterende) [m ³]	STES [m ³]
Scenario 1 (20 %)	467	23
Scenario 2 (50 %)	662	71
Scenario 3 (80 %)	764	116

4.2.1 Scenario 1

Figur 4.15 og 4.16 viser de nye termiske forbrukene til campus Gløshaugen ved hjelp av hydrogen og STES for Scenario 1. Bak de nye forbrukene er det originale forbruket plottet i grått slik at det skal være enkelt å se differansen. Fra figurene kan man se at effekttoppene er kuttet like mye for begge teknologiene, mens forskjellen er at hydrogen ikke hever bunnen på grunn av at de termiske scenarioene ikke tar hensyn til egenprodusert hydrogen, kun kjøpt hydrogen.



Figur 4.15: Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av hydrogen for Scenario 1



Figur 4.16: Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av STES for Scenario 1

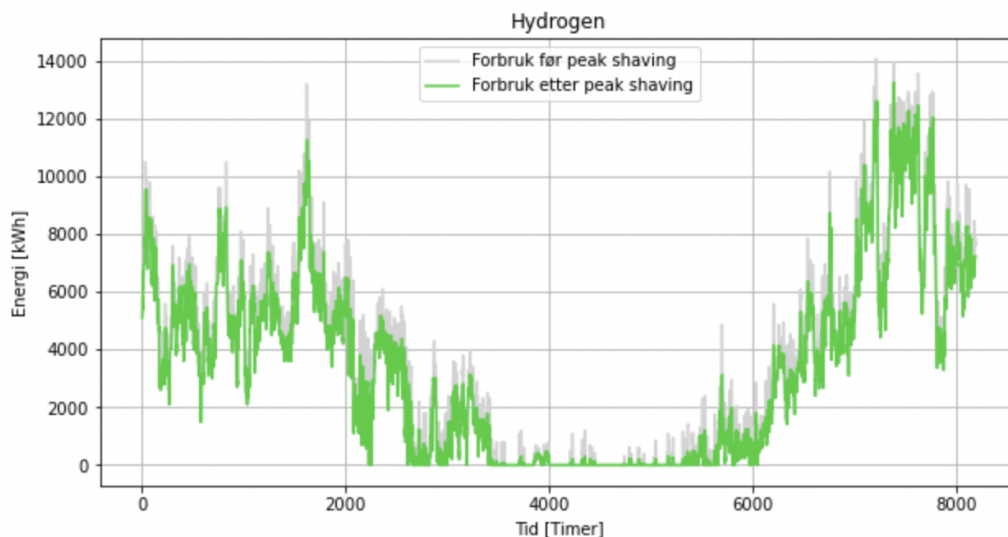
Tabell 4.13 viser hvor store besparelser som forekommer ved å ta i bruk STES og hydrogen for Scenario 1. Det er kun hydrogen som har en positiv besparelse på fjernvarmen, men kostnaden for hydrogenet gjør at løsningen ender opp med den største netto minus for årlig besparelse. Teknologien for utnyttelse av hydrogen er vesentlig dyrere enn STES, som gjør at hydrogen ender opp med størst negativt resultat for levetidsbesparelser. Hydrogenprisen må synke til 0.611 NOK/kWh for at årlige besparelser for hydrogen skal gå i null. Det tilsvarer en prisreduksjon på 2.049 NOK/kWh eller 77 % fra dagens hydrogenpris.

Tabell 4.13: Oversikt over kostnader og besparelser for termisk peak shaving for Scenario 1

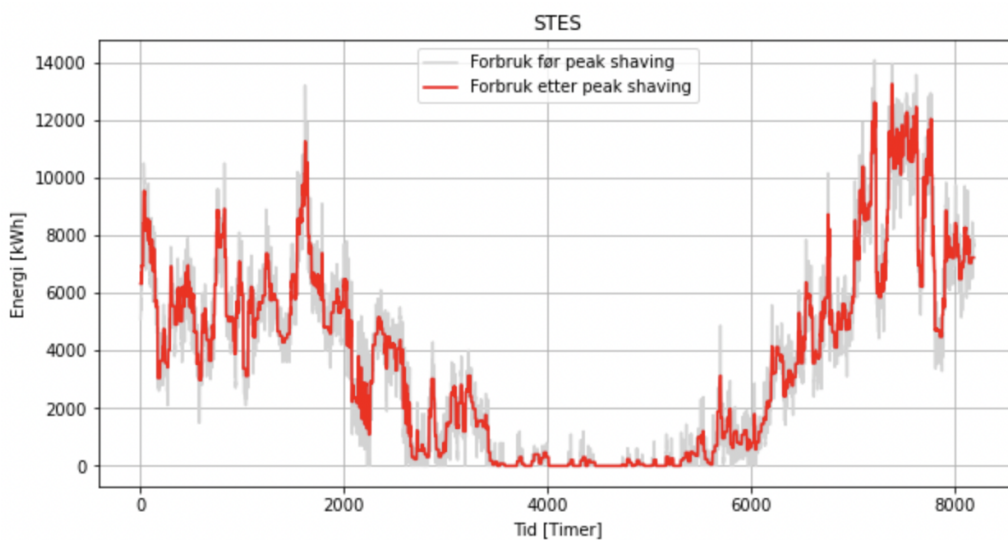
	Hydrogen (kjøpt)	STES
Strømkostnad uten peak shaving [MNOK/år]	52.62	
Strømkostnad med peak shaving [MNOK/år]	52.16	52.62
Besparelse strøm [MNOK/år]	0.46	0
Fjernvarmekostnad uten peak shaving [MNOK/år]	17.40	
Fjernvarmekostnad med peak shaving [MNOK/år]	17.20	17.49
Besparelse fjernvarme [MNOK/år]	0.20	- 0.09
Hydrogenkostnad [MNOK/år]	2.87	-
Årlig besparelse [MNOK/år]	- 2.21	- 0.09
Levetidsbesparelse [MNOK]	- 94.79	- 1.95

4.2.2 Scenario 2

Figurene 4.17 og 4.18 illustrerer hvordan de nye termsike forbrukene vil se ut for Scenario 2. De nye forbruksgrafene kutter effekttoppene mer enn Scenario 1. STES øker sin grunnlast i takt med kuttene av effekttoppene.



Figur 4.17: Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av hydrogen for Scenario 2



Figur 4.18: Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av STES for Scenario 2

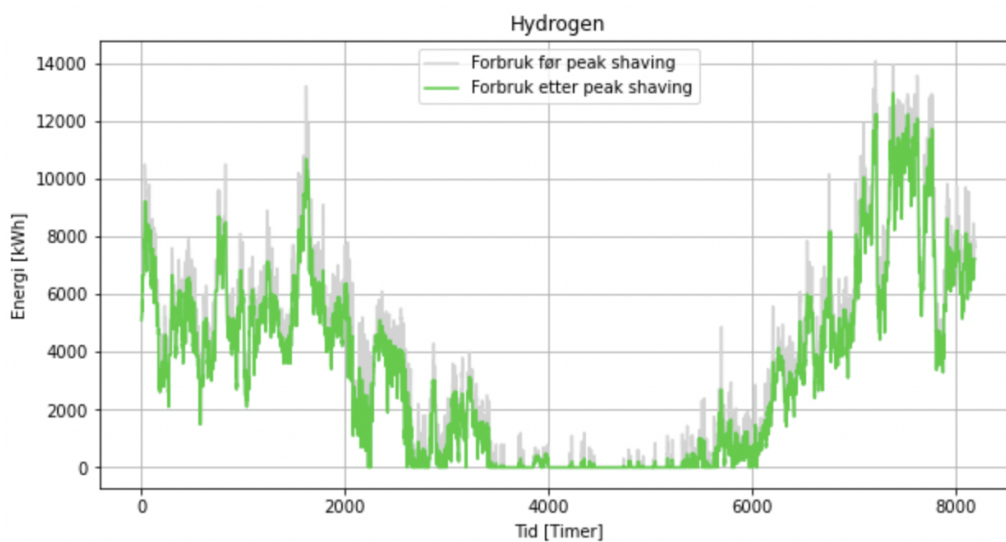
Tabell 4.14 viser besparelser som forekommer for de forskjellige teknologiene for Scenario 2. Tabellen viser at begge teknologiene går i en total netto minus for både årlig besparelse og levetidsbesparelse. Av de to teknologiene er det hydrogenet som går i størst minus, til tross for positiv inntjening for både strøm og fjernvarme. For å oppnå en positiv årlig besparelsen må prisen for hydrogen være under 0.640 NOK/kWh, tilsvarende en prisreduksjon på 2.02 NOK/kWh eller 75.9 % fra dagens pris.

Tabell 4.14: Oversikt over kostnader og besparelser for termisk peak shaving for Scenario 2

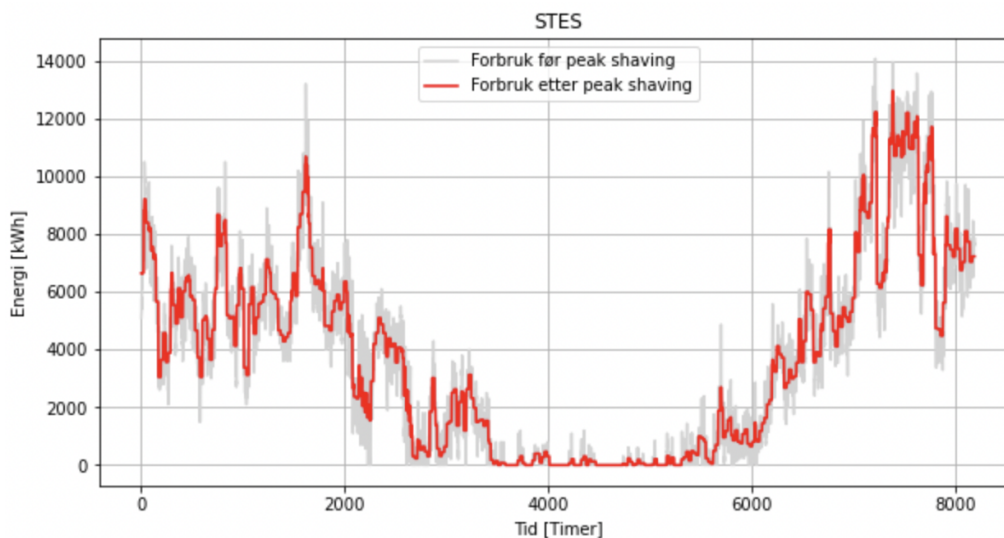
	Hydrogen (kjøpt)	STES
Strømkostnad uten peak shaving [MNOK/år]	52.62	
Strømkostnad med peak shaving [MNOK/år]	51.35	52.62
Besparelse strøm [MNOK/år]	1.27	0
Fjernvarmekostnad uten peak shaving [MNOK/år]	17.40	
Fjernvarmekostnad med peak shaving [MNOK/år]	16.84	17.66
Besparelse fjernvarme [MNOK/år]	0.56	- 0.26
Hydrogenkostnad [MNOK/år]	7.59	-
Årlig besparelse [MNOK/år]	- 5.76	- 0.26
Levetidsbesparelse [MNOK]	- 160.62	- 5.46

4.2.3 Scenario 3

Figurene 4.19 og 4.20 viser de nye forbruksgrafene for Scenario 3. Figurene viser at alle effekttoppene markant kuttet, og de er kuttet like mye for begge teknologiene. For STES fører dette til et jevnere forbruk, mens for hydrogen kuttes kun toppene.



Figur 4.19: Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av hydrogen for Scenario 3



Figur 4.20: Energiforbruk før og etter peak shaving ved bruk av STES for Scenario 3

Tabell 4.15 viser besparelsene STES og hydrogenet får i Scenario 3. Begge teknologiene går i netto minus for både årlig besparelse og levetidsbesparelse. Selv om hydrogenet også her har positive besparelser for strøm og fjernvarme, fører hydrogenkostnaden til at det igjen går i minus. For å oppnå positive årlige besparelser må hydrogenprisen være 0.670 NOK/kWh, tilsvarende en prisreduksjon på 1.99 NOK/kWh eller 74.8 % fra dagens pris.

Tabell 4.15: Oversikt over kostnader og besparelser for termisk peak shaving for Scenario 3

	Hydrogen (kjøpt)	STES
Strømkostnad uten peak shaving [MNOK/år]	52.62	
Strømkostnad med peak shaving [MNOK/år]	50.89	52.62
Besparelse strøm [MNOK/år]	1.73	0
Fjernvarmekostnad uten peak shaving [MNOK/år]	17.40	
Fjernvarmekostnad med peak shaving [MNOK/år]	16.65	17.75
Besparelse fjernvarme [MNOK/år]	0.75	- 0.34
Hydrogenkostnad [MNOK/år]	9.82	-
Årlig besparelse [MNOK/år]	- 7.34	- 0.34
Levetidsbesparelse [MNOK]	- 192.25	- 7.38

5 Diskusjon

I dette kapitlet skal resultatene diskuteres i henhold til definert problemstilling, valgte kriterier og relevant teori. De ulike lagringsteknologiene vil settes opp mot hverandre og vurderes objektivt for å kunne gi en indikasjon på hvilken teknologi som egner seg best til bruk på Gløshaugen. Grunnet store datasett og nødvendige antagelser er det flere potensielle feilkilder som kan svekke resultatene. Disse må identifiseres og drøftes slik at nøyaktigheten på resultatene styrkes, samt for å skaffe et nyansert bilde av teknologiene sine styrker og svakheter.

5.1 Systemstørrelse

Figurene 4.1, 4.2, og 4.3 viser nødvendig lagringskapasitet for elektrisk peak shaving. Et bemerkelsesverdig moment er økningen i lagringskapasitet fra Scenario 1 til Scenario 2. Fra Tabell 4.2 konstanteres den distinkte forskjellen, mens differansen fra Scenario 2 til 3 er vesentlig mindre. For LIB øker nødvendig kapasitet i de 113 dagene fra Scenario 1 til 2 med omtrent 10 500 kWh, mens det i de neste 113 dagene, fra Scenario 2 til 3, øker med omtrent 2 800 kWh. Samme prosentvise økning gjelder også for de andre teknologiene. Likt antall dager, men store kontraster i økning av kapasitet gir forskjellene som visualiseres i grafene.

Mellom hvert scenario blir like mange nye dager dekket med optimal peak shaving. Ut i fra grafene og forskjellene der kan man tolke at det kreves en betraktelig mindre oppskalering i systemstørrelse fra Scenario 2 til 3 enn fra Scenario 1 til 2. Dersom man ønsker å dekke mer enn 20 % av dagene vil systemene kreve markante investeringer for hver dag som dekkes, før grafen flater ut etter linja for Scenario 2. Ettersom investeringene for Scenario 2 allerede vil være betydelige, kan det være lønnsomt å skalere videre opp til Scenario 3 som doubler økningen i antall dager som får optimalt utjevnet effekttopper uten at kapasitetene gjør et like stort hopp som mellom Scenario 1 og 2.

Selv om LIB får de høyeste lagringskapasitetene for optimal peak shaving, som vist i Tabell 4.2, er ikke dette nødvendigvis en negativ konsekvens. Fordi det blir tatt hensyn til ladetilstanden ved å holde den mellom 10 og 90 % bidrar dette til økt kapasitet ved å dividere kapasiteten på 0.8. Selv om ladetilstanden ideelt sett bør holdes mellom 20 - 80 % velges det et vindu fra 10 - 90 %. Beslutningen begrunnes med at både økonomiske og tekniske aspekter skal tas høyde for, og ved å benytte 80 % av kapasiteten blir både degradering og økonomisk gevinst tatt i betraktning. Høyere kapasitet og lavere tap betyr at man får kuttet mer av effekttoppene. Alle teknologiene gir optimal peak shaving, men det er mulig å dekke betydelig mer av toppene med LIB.

Fordi den elektriske tur-retureffektiviteten presentert i Tabell 4.1 er høyere sammenlignet med de andre teknologiene vil den nye lasten plasseres nærmere gjennomsnittlig last, illustrert i Figur 3.1. Dette fører til større areal over lastlinjen, som betyr at systemet er i stand til å levere mer energi.

Elektrisk effekt vil også påvirke de fysiske størrelsene på systemene. Tabell 4.3 presenterer effekten komponentene må levere for å oppnå optimal peak shaving. Batteriteknologiene får kun en effekt grunnet antagelse om lik effektivitet for opp- og utlading, mens effekt for hydrogen må deles opp. Med to ulike effektkrevende moduler er det beregnet nødvendig effekt for elektrolyseren og brenselcellen.

I Tabell 4.5 vises nødvendig volum hvert ESS krever for elektrisk peak shaving. LIB viser seg å være den mest plasseffektive teknologien for alle scenarioene. Dette er en utviklet teknologi som er kommersielt tilgjengelig i flere størrelser for både effekt og lagringskapasitet. På den andre siden av skalaen krever VRFB klart mest plass av alle. Fordi det i metoden benyttes reelle tilgjengelige systemer avgjøres plassen utelukkende av effekten de leverer og dimensjonene på gitt system. For valgt VRFB leveres 250 kW og dermed blir effekten den begrensende faktoren. Tilhørende lagringskapasitet dimensjoneres av den grunn litt over det nødvendige. Noe oppsiktsvekkende krever elektrolyseren et like stort volum for alle scenarioene, selv om nødvendig effekt differensierer med over 1 400 kW. Det kommer av de valgte elektrolysere som leverer 1.25 og 2.5 MW, men har samme dimensjoner. Nødvendig effekt levert fra hydrogen avgjør hvor mange PAFC som trengs og videre hvor stort volum disse tar opp.

Figur 4.13 og 4.14 illustrerer nødvendig lagringskapasitet for termisk peak shaving. Figurene viser til store forskjeller mellom de to teknologiene, der hydrogen krever omtrent dobbelt så stor lagringskapasitet som STES. Dette til tross for at det skal kuttes like store effekttopper. Lagringskapasiteten avgjør i praksis hvor store tankene for hydrogen og STES må være. I kontrast til lagringskapasitetene for elektrisk peak shaving er det omtrent lik differanse mellom scenarioene grunnet en jevnere kurve for de nødvendige lagringskapasitetene.

Tabell 4.10 presenterer effekten som må leveres for termisk peak shaving. Det er i disse scenarioene valgt å vurdere bruk av kjøpt hydrogen i PAFC som skal kunne dekke like store effekttopper som STES gjør. Etersom produksjon av hydrogen krever elektrisitet og ikke varmeenergi til elektrolysen vil det ikke være mulig med optimal termisk peak shaving ut i fra valgt metode. Derfor er det heller valgt å analysere hvordan kjøpt hydrogen i PAFC egner seg for lik peak shaving som STES, og effekten blir derfor satt til å være de samme. Av samme grunn forblir hydrogen sin grunnlast lik før og etter peak shaving. I Tabell 4.12 presenteres de

fysiske størrelsene for hydrogen og PAFC samlet sett, og tankene til STES. Her konkretiseres hvordan hydrogen krever betydelig større plass enn STES.

5.2 Energiforbruk

Peak shaving påvirker i utgangspunktet energiforbruket ved å øke bunnlast og kutte topplast. Totalt vil energiforbruket øke grunnet tap, mens det maksimale effektbehovet reduseres. Hvordan grafer for energiforbruk vil se ut før og etter peak shaving gir en indikasjon på effekten peak shavingen har. Videre diskuteres grafene for både elektrisk og termisk energiforbruk ved å sette teknologiene og scenarioene opp mot hverandre.

5.2.1 Elektrisk energiforbruk

Når man ser strømforbruket over et helt år, som i Figur 2.12, er det tydelig at forbruket er høyest i ukedagene og at det deretter kommer en effekt bunn som representerer helgene. Ved å studere figurene med nytt energiforbruk etter peak shaving for Scenario 1 i Kapittel 4.1.1 kan man se at det er helgene som får den optimale peak shavingen. Det kommer til syne ved at grafen i disse effektbunnene er mer konstant, mens i ukedagene er variasjonene store. Dette skjer fordi systemet vil gjennomføre optimal peak shaving for de dagene hvor strømforbruket er lavest. Til tross for at dimensjoneringen i Scenario 1 ikke gir optimal peak shaving for så mange ukedager, kuttet det allikevel en betydelig del av effekttoppene for alle dager.

Hydrogen og VRFB kan fremstå som et energimessig bedre alternativ enn LIB fordi de trenger lavere nødvendig lagringskapasitet for optimal peak shaving. Videre undersøkelse av energiforbruk-grafene viser et litt annet bilde, der LIB ser ut til å være det mer effektive alternativet for peak shaving. Her synliggjøres LIB sin fordel ved økt kapasitet, med større effektkutt og lavere økning av bunnlasten enn de andre teknologiene. Selv om hydrogen og VRFB krever mindre kapasitet for optimal peak shaving, visualiseres det negative med begrensede kutt av toppene, oppfulgt av en høyere økning av grunnlast. I Figur 4.6 for hydrogen i Scenario 1 blir dette veldig tydelig i forhold til Figurene 4.4 og 4.5 hvor henholdsvis LIB og VRFB kutter mer og har en lavere økning i grunnlast på grunn av den høyere tur-retureffektivitet. Dette mønsteret fortsetter i forbruksgrafene for Scenario 2 og 3.

Figurene for lagringskapasitet tilsier at systemstørrelsen må øke betydelig mer fra Scenario 1 til 2 enn fra 2 til 3, til tross for at begge økningene har like mange dager mellom seg. Det kan derfor virke mer gunstig å vurdere Scenario 3 enn Scenario 2 hvis målet er å dekke mer enn 20 % av dagene. Ved første øyekast kan forbruksgrafene gi et annet bilde. Her bemerkes hvordan peak shaving henger sammen med lagringskapasiteten, der kraftig oppskalering av kapasitet fra

Scenario 1 til 2 gir solide kutt av effekttopper og dermed veldig forskjellige energiforbruk, vist med blant annet Figur 4.4 og 4.7. De fordelaktige kuttene i effekttopper er mye mer synlig fra Scenario 1 til 2, enn de er fra Scenario 2 til 3. Det kan derfor tenkes at Scenario 2 nå seiler frem som et bedre alternativ siden de nye effekttrekkene for Scenario 3 ser ut til å ligne såpass mye som de for Scenario 2 at det ikke er nødvendig med den relativt lille oppskaleringen.

Totalt kan man si at alle scenarioene fører til et jevnere elektrisitetsforbruk for Gløshaugen. Det nye forbruket, med økt bunnlast og redusert topplast, gir mer forutsigbarhet ettersom ESS alltid vil kunne lade på natt og utlade på dagen. Slik kan Gløshaugen redusere sin avhengighet av strømmettet og bli mer selvforsynt og bærekraftig. Videre reduserer NTNU maksimalt effekttrekk fra strømmettet, som igjen avlaste strømmettet og reduserer nettleien til Gløshaugen.

Lignende resultater ble funnet i et studie gjennomført på Uppsala universitet. Her ble det brukt BESS for peak shaving, med lading på natta og bruk på dagen som førte til et jevnere forbruk gjennom dagen. Som konsekvens økte balansen mellom forbruk og produksjon, som igjen førte til mer stabilitet i nettet. [89]

En annen studie gjort i samarbeid mellom et universitetsinstitutt i India og Universitetet i Agder understreker at batteri hjelper integreringen av fornybare energikilder, samtidig som degradering begrenser oppsiden. Videre konkluderes det med at BESS for peak shaving kan avlaste og stabilisere strømmettet. Fra et annet studie på modellering og anvendelser av ESS kommer det frem at ESS vil være uunnværlig for implementering av nye fornybare energikilder. [90, 91]

5.2.2 Termisk energiforbruk

Utgangspunktet for termisk peak shaving simuleringene er hva som kreves for å oppnå optimal peak shaving. Hydrogen og STES vil derfor kutte like mye av effekttoppene i samtlige scenarioer. Forskjellen er at ved bruk av hydrogen vil ikke grunnlasten økes, ettersom man ikke får et økt fjernvarmeforbruk i timene med lavt behov, noe man kan se om man sammenligner Figur 4.15, 4.17 og 4.19 med Figur 4.16, 4.18 og 4.20.

Figurene viser at effekttoppene reduseres betydelig i samtlige scenarioer. Det er likevel ikke like tydelig her som det er for den elektriske peak shavingen, fordi energibehovet varierer gjennom året i mye større grad. De tydeligste kuttene er derfor på vinterhalvåret, der fjernvarmebehovet er størst. Det er også her det er viktigst å gjennomføre peak shaving da det er da fjernvarmenettet belastes som mest. Dette er i tråd med funn gjort i en finsk undersøkelse fra 2023.

Her ble de daglige effekttoppene i fjernvarmenettet redusert ved å ta i bruk termisk energilagring, deriblant STES. [75]

Som konsekvens av at grafene for nødvendig lagringskapasitet, vist i Figur 4.13 og 4.14, er jevne mellom de ulike scenarioene vil også andelen av effekttoppene som kuttes være ca. like store fra scenario til scenario. Dette er i motsetning til elektrisitetsforbruket, der det ble betydelig større kutt av effekttoppene fra Scenario 1 til 2.

Fordi det ikke produseres hydrogen vil totalt forbruk for Gløshaugen reduseres, i motsetning til peak shaving med STES. I tillegg produseres elektrisitet av brenselcellen som vil være fordelaktig. Dersom kun forbruksgrafene tas i betraktning kan kjøp av hydrogen anses som et energimessig mer gunstig alternativ enn STES som følge av like kutt, lavere forbruk og en fordel med produksjon av strøm. Samtidig er det ikke utelukkende forbruket som avgjør hvor energieffektiv teknologien er. Det påpekes også at produksjonen av det kjøpte hydrogenet krever store mengder strøm når energitapene inkluderes. Derfor vil forbruket øke totalt (for samfunnet), og kun flyttes vekk fra Gløshaugen. Dersom systemene vurderes i et helhetlig bilde med lagringskapasitet og økonomi, er det sannsynlig at STES fremstår som en bedre egnet metode for termisk peak shaving.

5.3 Økonomi

Hovedmålet med peak shaving kan sies å være å avlaste strøm- og fjernvarmenettene og skape fleksibilitet. Likevel kommer man ikke utenom de økonomiske aspektene ved ethvert prosjekt. Dersom energilagring til peak shaving er noe man i både nå- og fremtiden skal kunne ta i bruk flere steder vil det være en stor fordel om det er lønnsomt. Dersom det ikke er mulig å forsvare slike prosjekter økonomisk er det få som vil ta i bruk disse teknologiene.

5.3.1 Investeringskostnader

Med store prosjekter kommer det også som regel store investeringskostnader. Resultatene fra denne oppgaven er ikke et unntak. I Tabell 4.4 kommer det frem at bruk av egenprodusert hydrogen har den dyreste investeringskostnaden, da man trenger elektrolyser i tillegg til det resterende brukerstyret (inkludert brenselcellen). Dersom man i stedet skal kjøpe hydrogen vil hydrogenteknologien ha den billigste investeringskostnaden i Scenario 2 og 3. Dette kommer av at kjøp av hydrogen regnes som driftskostnad og ikke investeringskostnad.

VRFB har den minste investeringskostnaden av alle teknologiene for Scenario 1, og sammenlignet med LIB er det også billigere med VRFB i Scenario 2. Et interessant resultat er at VRFB er betydelig dyrere enn LIB i Scenario 3. Det kommer av at det i de økonomiske beregningene

er tatt utgangspunkt i batterier med kapasitet på 2-, 4- og 10 MWh for både LIB og VRFB. For Scenario 1 og 2 matcher de rimeligste kombinasjonene av VRFB bedre med respektive nødvendige lagringskapasiteter, enn kombinasjonene for LIB gjør. Dette er ikke tilfelle i Scenario 3 der VRFB må overdimensjoneres noe for å oppfylle lagringskapasiteten og ender derfor opp med den høyeste investeringskostnaden.

Dette viser hvor viktig det er å dimensjonere størrelse på batteriene etter nødvendig lagringskapasitet. Selv om LIB er billigere per kWh fører den lille overdimensjonering i Scenario 1 og 2 til høyere investeringskostnader enn VRFB, som i utgangspunktet er den mer kostbare teknologien.

Videre når man ser på investeringskostnadene for de termiske scenarioene oppsummert i Tabell 4.11 ser man at det er STES som er klart billigst. Grunnen til dette er at STES er en teknologi som er vesentlig mindre avansert enn teknologien for utnyttelse av hydrogen. Et element med investeringskostnader som er verdt å merke seg er distribusjon av den termiske energien. Å bygge ut et vannbårent system som distribuerer varmen rundt på campus hadde påvirket begge investeringskostnadene i en dyrere retning. Fordelen med Gløshaugen er at det ikke vil være nødvendig ettersom det allerede er bygget ut grunnet bruken av fjernvarme.

5.3.2 Driftskostnader

Tabell 4.6, 4.7 og 4.8 viser driftskostnader for teknologiene brukt til elektrisk peak shaving. Disse gir en pekepinn på økonomiske utgifter og mulig besparelse. Total besparelse varierer naturligvis etter scenarioene, men det følges en trend der LIB og VRFB gir økende positiv økonomisk gevinst for hvert scenario, mens hydrogen resulterer i det motsatte med et synkende resultat. Det er strømprisene og nettleien som utgjør besparelsene som kommer av elektrisk peak shaving. Hydrogen fører også med seg en besparelse på fjernvarmekostnadene fordi brenselcellen samgenererer varme og elektrisk kraft.

Batteriteknologiene bidrar til kostnadsbesparelse ved å redusere strømforbruk i topplasttimene som vanligvis også er timene med høyest spotpris, som vist i Figur 2.20. Forbruket i timene med lavest effekttrekk økes for å lade ESS, men strømmen er også billigst i disse timene. Selv om total mengde kjøpt elektrisitet øker, reduseres strømkostnadene da man heller bruker ESS i timene med høye priser.

En annen vesentlig bidragsyter til kostnadseffektiviseringen er reduksjon i nettleie. På grunn av høy grunnlast vil fremdeles prisene for “over 1000 kW” som vist i Figur 2.21 gjelde, men peak shaving fører til lavere effekttopper som er en faktor i nettleien. Fordi effektleddet beregnes

ut i fra den maksimale effekten forbrukt i hver måned vil peak shaving her føre til reduserte kostnader. På den annen side påpekes en liten økning i totalt energiforbruk, med innvirkning på energileddet i nettleien. Til tross for at også dette tas i betraktning, fører peak shaving til en redusert nettleieutgift.

Alternativet til batteriteknologiene for elektrisk peak shaving er hydrogen i PAFC, enten kjøpt eller egenprodusert. Økonomisk sett er hydrogen fortsatt en kostbar teknologi både å kjøpe fra leverandør og produsere selv. Total besparelse synker også med hvert scenario. Dette kommer av strømkostnadene for egenproduksjon, da elektrolyse krever mye elektrisitet, eller selve hydrogenkostnaden om det ikke skal produseres selv. Flere dager med optimal peak shaving gir høyere nødvendig lagringskapasitet, økt mengde nødvendig hydrogen og dermed høyere strøm- eller hydrogenkostnader.

Ettersom kraftprisen utgjør den største utgiften for egenprodusert og kjøpt hydrogen, kan det tenkes at denne må synke for å gjøre ESS med hydrogen økonomisk gunstig. Samtidig kan det være fornuftig å se til andre tiltak, da kraftprisen ikke påvirkes av alminnelige. Blant annet kan en utbedring av virkningsgraden være mer realistisk og føre til reduserte kostnader.

Det er i disse beregningene kun dimensjonert for optimal elektrisk peak shaving, og varmeproduksjonen fra PAFC kommer derfor som en bonus. Den genererte varmen substituerer fjernvarme og fører med seg noe besparelse av fjernvarmeutgiften. Imidlertid er ikke denne inntjeningen nok til å dekke strøm- eller hydrogenkostnadene. En forklaring på begrenset besparing kan være utelatelsen av nettleie. Elektrisk peak shaving bidrar med en del kutt i nettleieutgifter og dermed høyere kostnadsbesparelse. Fordi det ikke betales nettleie for fjernvarme er det kun fjernvarmeprisen og tilhørende forbruk som påvirker besparelsen.

Tabellene 4.13, 4.14 og 4.15 viser kostander og besparelser for termisk peak shaving. Gjeldende for alle scenarioene er en positiv kostnadsbesparelse på strøm og fjernvarme for kjøpt hydrogen, samt en negativ besparelse på fjernvarmekostnad for STES. Den elektriske energien produsert av PAFC må brukes samtidig som den termiske energien, og strømbesparelsene er derfor ikke optimalisert med hensyn til strømprisene. På tross av besparelsene resulterer kjøp av hydrogen i et kraftig negativt resultat for alle scenarioer. Dette forklares igjen med prisen på hydrogen som må synke med henholdsvis 77-, 75.9- og 74.8 % for å gå i null hvert år for respektive scenarioer.

I motsetning til strømprisene, er fjernvarmeprisen konstant hver måned og det er derfor ikke mulig å tjene penger på bruk av STES. Det betales heller ikke nettleie for fjernvarmen som utelukker muligheten for besparelsen elektrisk peak shaving på sin side fører med seg.

5.3.3 Levetidskostnader

Noe som går igjen for samtlige lagringsteknologier, uavhengig av scenario, er høye investeringskostnader sammenlignet med fortjenestene ved drift. Dette er i tråd med andre funn gjort ved Uppsala Universitet. En studie fra 2020 som undersøkte bruk av LIB i strømmettet konkluderer med at man vil spare penger på månedlig basis, men at tilbakebetalingstiden på et slikt prosjekt er uproporsjonalt lang. En studie fra 2021 som også undersøkte bruk av LIB fant at strømregningen vil bli billigere, men at slike prosjekter som helhet sjeldent lønner seg grunnet høye investeringskostnader. [89, 92]

Studien fra 2021 skrev ytterligere at reduserte priser på ESS og forlenget levetid er faktorer som kan bedre den økonomiske levedyktigheten. Dette er i tråd med resultatene utarbeidet her. Ettersom det spares penger årlig ved bruk av LIB og VRFB, vil en lengre levetid bety større besparelser. [92]

I 2024 ble det gjort en annen studie som sammenlignet de økonomiske aspektene av ESS som bruker batterier og hydrogen. Her ble det konkludert at batterisystemene var mer lønnsomme enn hydrogensystemene i alle undersøkte tilfeller. Funnene i denne oppgaven viser lignende resultater, da LIB har bedre levetidsbesparelser enn hydrogen i alle scenarioene, uavhengig av om det produseres lokalt eller kjøpes inn fra en leverandør. Studien fra 2024 fant også ut at batterisystemet ga profitt i 2030, men i denne rapporten er det ikke blitt undersøkt noen fremtidsscenarioer. [93]

STES skiller seg ut som klart best når det kommer til levetidsbesparelsene. De er riktignok fremdeles negative, men de er betydelig nærmere null enn for de andre teknologiene. Dette skyldes de lave investeringskostnadene som kommer av at det er en moden og simpel teknologi, noe som er dokumentert i andre rapporter som sammenligner ulike energilagringsteknologier. [13]

VRFB er den eneste andre teknologien enn LIB som resulterer i en positiv årlig besparelse. Dette valideres blant annet av et indisk studie som også fant besparelser ved drift, her i et dagsperspektiv. Likevel er det heller ikke med denne teknologien nok til å gi positive levetidsbesparelser. Verken ved elektrisk eller termisk peak shaving vil det være økonomisk lønnsomt å bygge ut et ESS. Dersom man skal argumentere for at det er en god investering må det derfor finnes andre positive konsekvenser enn økonomiske. [94]

5.4 Samfunnsmessige konsekvenser

Ved å benytte ESS for peak shaving kutter NTNU sitt maksimale effekttrekk fra strømmettet. Å utjevne effekttopper er det konkrete målet med peak shaving, og fører til flere positive konsekvenser for NTNU lokalt, i tillegg til ringvirkningene det har for samfunnet rundt seg. Sett fra et energiperspektiv tilbyr ESS et ekstra alternativ til strømmettet for leveranse av elektrisitet. For NTNU betyr dette både reduserte strømkostnader med de fleste lagringsmetodene, og en økt forsyningssikkerhet. Foruten de håndfaste og omsettbare fordelene, kan Gløshaugen gå foran som et ledende eksempel i samfunnet ved å ta i bruk ESS for peak shaving.

For NTNU er forsyningssikkerheten viktig fordi det drives effektkrevende aktiviteter på campus og drifter store areal med elektrisitet. I motsetning til for eksempel en privat husholdning er svært mange avhengige av NTNU, med ansatte og studenter som avhenger av elektrisitet. Derfor er det kritisk å alltid kunne levere nok energi. For å redusere avhengigheten av det allerede pressede strømmettet, kan ESS bidra med energi i topplasttimene slik at nødvendig effekt alltid leveres. Dermed styrkes sikkerheten til både aktivitetene som drives på Gløshaugen, i tillegg til å forsyne studenter, forskere og forelesere med nødvendig energi.

Å styrke forsyningssikkerheten til Gløshaugen som krever rundt 2 % av Trondheim kommune sitt elektrisitetsforbruk vil også ha en positiv innvirkning på samfunnet. Fordi elektrifisering av samfunnet og produksjon fra væravhengige fornybare kilder gjør kraftnettet sårbart, vil lagring av energi spille en kritisk rolle i dagens og fremtidens energiomstilling. Om Gløshaugen tar i bruk energilagring kan samfunnet dra nytte av dette fordi det avlaster strømmettet og minsker avhengigheten av ekstern energiproduksjon i de kritiske topplasttimene. Dette vil bidra til fleksibilitet og et robust energisystem.

Selv om lokal lagring på Gløshaugen vil avlaste strømmettet til en viss grad, må det mer til for å dekke fremtidens energibehov. Om et slikt prosjekt lykkes for Gløshaugen kan andre lignende effektkrevende institusjoner som sykehus, kjøpesentere og skoler se til NTNU og videre ta i bruk ESS selv. Ikke bare vil NTNU lokalt styrke energiforsyningen og redusere kostnader, men også gå foran som et ledende teknologisk universitet i samfunnet sin energiomstilling.

I mens det utvilsomt er flere fordeler både NTNU og samfunnet vil kunne dra nytte av, er det utfordringer med ESS som må adresseres. Den største utfordringen med ESS i dag er kostnadene. Dersom for eksempel kommuner skal ta i bruk ESS i kommunale bygg kan utgiftene være utslagsgivende i en slik beslutning. For at nok aktuelle aktører skal kunne ta i bruk ESS til å utgjøre en forskjell må det bli økonomisk lønnsomt. Det finnes de som ønsker å satse innen området og implementere ESS, men for de fleste er tilbakebetalingstiden for lang og

investeringskostnadene for høye. Dermed blir det vanskelig å kunne forsvare slike investeringer fra et økonomisk ståsted, spesielt for virksomheter utenfor energibransjen.

5.5 Feilkilder

Det er satt en del avgrensninger for å bestemme rammeverket for arbeidet, samt gjort nødvendige antagelser i beregningene. Disse forenklingene er gjort for å gjøre simuleringene gjennomførbare i Python. På en side er dette nødvendige beslutninger å ta, samtidig som de svekker kvaliteten og nøyaktigheten i resultatene som fremstilles. Det er derfor viktig å avdekke de potensielle feilkildene og diskutere hvordan disse påvirker resultatene.

En tidlig feilkilde som kommer til syne er de feilverdiene i strømforbruket som man kan se i Figur 2.12 og 2.13. På grunn av disse feilmålingene er det for nøyaktighetens skyld fjernet dagene hvor disse forekommer. Det har ført til at flere reelle timesverdier er blitt fjernet samtidig. Selv om det er totalt 24 dager som er blitt fjernet, er det lite trolig at disse 24 dagene hadde hatt en betydelig innvirkning på resultatene. Grunnen til det er at utenom disse konkrete verdiene er verdiene for resten av året relativt konstante. Man kan også se at ukene rundt disse verdiene verken er topplast- eller bunnlastuker. Dermed kan det antas at disse verdiene også ville ha lagt seg på omtrent samme nivå som ukene rundt, slik som trenden er resten av året.

For å sirkle et best mulig sammenligningsgrunnlag mellom de termiske og elektriske scenarioene ble disse dagene også fjernet fra fjernvarmedataene. Det er ikke like enkelt å vite om disse verdiene er ukorrekte ettersom det termiske forbruket ikke har like synlige trender som det elektriske forbruket. Ved å se på Figur 2.17 er det en tydelig trend mellom utetemperatur og energiforbruk. Det er derfor god grunn til å tro at verdiene for disse dagene ikke er feilaktige ettersom det ikke er mulig å skille ut tydelige avvik mellom de to. Tross disse fjernede verdiene er det fortsatt lite trolig at den manglende dataen ville ha påvirket resultatene nevneverdig. Dette er ettersom av totalt 365 dager i løpet av året utgjør de 24 fjernede dagene totalt kun 6.5 % av dagene i året.

En annen type feilkilde som kan ha påvirket resultater er de økonomiske feilkildene. Blant disse er valutakursen som er blitt brukt i de økonomiske utregningene. Prisene brukt i de økonomiske analysene er oppgitt i både USD og EUR. Det er derfor benyttet valutakurser for samme dag for å gi teknologiene mest mulig like premisser. Feilen som kan forekomme i disse analysene er at de verken tar hensyn til at valutakursen var annerledes da kilden ble skrevet eller inflasjonen som har vært etter kilden ble skrevet. Dersom det hadde blitt benyttet valutakursen da kilden ble skrevet hadde det kunne påvirket resultatene begge veier, alt ettersom den norske kronen

var sterk på den tiden eller ikke.

Det vil være nødvendig å foreta individuelle økonomiske analyser basert på leverandørers priser for ESS dersom det skulle blitt et alternativ å bygge det ut i et virkelig prosjekt. Den økonomiske analysen utført i denne oppgaven vil uansett gi et godt estimat på hvordan man kan forvente at prisene vil være i forhold til hverandre i virkeligheten. En faktor som dette prosjektet ikke tar hensyn til som ville vært nødvendig for et reellt prosjekt er løpende vedlikeholdskostnader. Storskala energilagring er store installasjoner og trenger derfor service og vedlikehold. Siden denne oppgaven ikke har tatt hensyn til dette aspektet er det god grunn til å tro at de økonomiske resultatene ville blitt forskjøvet i en negativ retning dersom det skulle tatt det med i vurderingen.

5.6 Videre arbeid

Denne oppgaven har sammenlignet forskjellige ESS for energilagring i nettskala. Ved ferdig skrevet oppgave er det flere elementer ved oppgaven som det hadde vært interessante å jobbe videre med.

Et aspekt oppgaven ikke har utført er ulike sensitivitetsanalyser. Det kan være analyser som vurderer utfallet av resultatene dersom andre strømpriser benyttes. Fordi det er vanskelig å forutse fremtidens energipriser kunne det vært aktuelt å gjennomføre analyser både med økte og reduserte priser for å forbedre seg på endringer som kan forekomme. Det kan også baseres analyser på historiske priser for strøm for å få et grovt anslag på en realistisk pris, for å skape et bilde av potensielle utfall.

Utenom sensitivitetsanalyser kunne oppgaven videre tatt for seg fremtidsutsikter. Etersom teknologi hele tiden utvikles vil også spesifikasjonene endres. For eksempel vil virkningsgrader bli bedre og investeringskostnader endres. Som sett i Figur 2.3 har prisene for LIB sunket drastisk de siste årene og det kan være grunn til å tro at prisen for de vurderte teknologiene kommer til å forsette å synke.

De neste årene er det planlagt en utvidelse av Gløshaugen campus med 91 000 m². Denne utvidelsen vil gjøre at strømforbruket på campus vil øke. Med bruk av bestemte bygningsstandarder for utbyggingen vil det være mulig å anslå omtrent hvor mye høyere strøm- og varmemeforbruket hadde blitt. Videre kunne dette forbruket blitt tatt med i beregningene.

Ved utbygging av storskala ESS vil det være nødvendig å utføre en risikoanalyse. Som kjent er det en viss brann- og eksplosjonsfare ved utbygging av for eksempel LIB og hydrogenlagring. Det er derfor også et element oppgaven kunne tatt med i vurderingen av de forskjellige ESS for å gi en enda mer helhetlig sammenligning.

6 Konklusjon

I denne oppgaven har det blitt undersøkt hvilke energilagringsteknologier som egner seg best for bruk på NTNU campus Gløshaugen. En rekke beregninger og simuleringer er blitt gjennomført for ulike scenarioer, med et mål om å finne ut hvilke teknologier som er mest energi-, kostnads- og arealeffektive.

Alle teknologiene som ble inkludert i analysen; LIB , VRFB, Hydrogen og STES, har vist seg å ha potensiale for å bli brukt til peak shaving. LIB er den teknologien som kutter mest av de elektriske effekttoppene, grunnet sin høye effektivitet, og er dermed det mest energieffektive alternativet. Arealbehovet anses som mer enn overkommelig med tanke på gevinsten systemet gir. VRFB er energimessig nesten like gunstig som LIB , men det krever 8-16 ganger så stor plass for å oppnå lignende resultater, avhengig av scenario.

Bruk av hydrogen i brenselcelle vil også kunne kutte effekttopper, men grunnet store energitap ved produksjon av energibæreren anses den som uforsvarlig å produsere det lokalt. Elektrisitetsforbruket ville økt såpass mye at kostnadene totalt sett ville blitt høyere i alle undersøkte scenarioer, selv når man regner med besparelsene som kommer fra et redusert fjernvarmeforbruk. Å heller kjøpe hydrogen fra en leverandør ville vært mer gunstig for strømmettet i Trondheim, men prisen på hydrogen måtte blitt redusert med ca. 72 % før driftskostnadene hadde gått i null og levetidskostnadene hadde målt seg med LIB og VRFB.

LIB og VRFB er de eneste teknologiene som fører til en årlig besparelse som konsekvens av økt kjøp av billig energi og minsket kjøp av dyr energi. Disse besparelsene er likevel små sammenlignet med de høye investeringskostnadene på flere titalls millioner kroner, og i løpet av levetiden til teknologiene blir derfor resultatet negativt i samtlige undersøkte scenarioer.

STES har de desidert laveste investeringskostnadene grunnet en moden og enkel teknologi, men teknologien vil ikke være lønnsom grunnet dagens system for prising av fjernvarme. Det er likevel betydelig mer lønnsomt enn å bruke hydrogen, både når det kommer til drift- og levetidskostnader. Grunnet svært høye investeringskostnader for hydrogen anses det som et urealistisk alternativ til STES selv hvis hydrogenprisene synker.

Til tross for at installasjon av et ESS på Gløshaugen ikke vil være økonomisk lønnsomt i dag, vil det likevel ha en verdi for energisystemet i Trondheim. Behovet for energi vil øke i årene som kommer, og det vil være urealistisk å bygge ut nok ny nettkapasitet i tide. Energilagring på Gløshaugen ville utgjort en betydelig forskjell, og det kan derfor være et viktig tiltak i energiomstillingen.

Referanser

- [1] NASA. *Evidence*. en-US. 2024. URL: <https://science.nasa.gov/climate-change/evidence/> (sjekket 16.04.2024).
- [2] Jostein Mamen og Rasmus Benestad. *klimaendringer*. no. Jan. 2024. URL: <https://snl.no/klimaendringer> (sjekket 16.04.2024).
- [3] OAR US EPA. *Causes of Climate Change*. en. Overviews and Factsheets. Apr. 2021. URL: <https://www.epa.gov/climatechange-science/causes-climate-change> (sjekket 16.04.2024).
- [4] Lindsey, Rebecca. *Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide — NOAA Climate.gov*. en. Apr. 2024. URL: <http://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide> (sjekket 16.04.2024).
- [5] Knut Hofstad. *elektrifisering*. no. Des. 2023. URL: <https://snl.no/elektrifisering> (sjekket 16.04.2024).
- [6] IEA. *Global Energy Crisis – Topics*. en-GB. URL: <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis> (sjekket 16.04.2024).
- [7] Stanett. “Forbruksprognose Stor-Oslo”. I: *stanett* (2018). URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Forbruksprognose-Stor-Oslo/>.
- [8] Kirchner. Tennbakk. Hauge. Nagothu. Hoggen. *Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?* Regjeringen, 2022.
- [9] Moslem Uddin mfl. “A review on peak load shaving strategies”. en. I: (2018). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314272> (sjekket 15.02.2024).
- [10] Jan Emblemsvåg. *Er batterier fremtiden i det norske kraftsystemet?* nb-NO. Jul. 2021. URL: <https://energiognatur.no/er-batterier-fremtiden-i-det-norske-kraftsystemet/> (sjekket 15.02.2024).
- [11] Kirkerud, Jon Gustav mfl. “NVE Rapport nr. 25/2023: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023 : energiomstillingen – en balansegang”. no. I: (2023). URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf (sjekket 15.02.2024).
- [12] Gerd Kjølle. *Fleksibilitet i strømmettet: Hva er det og hvorfor trenger vi det?* no. Sep. 2021. URL: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/fleksibilitet-i-stromnettet-hva-er-det-og-hvorfor-trenger-vi-det/>.

- [13] Arrestad Berglund Lam. “Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet”. I: *dnv* (nov. 2020). URL: https://www.enova.no/download?objectPath=upload_images/81C878C79CF3429CA2B6607EB81BAA47.pdf&filename=Lagringsteknologier%20for%20fleksibilitet.pdf.
- [14] Hallgeir Horne Jarand Hole. “Batterier vil bli en del av kraftsystemet”. no. I: 14 (2019). URL: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf (sjekket 22.02.2024).
- [15] Elise Vahle. “How Much Does Commercial Energy Storage Cost?” en. I: (apr. 2023). URL: <https://goenergylink.com/blog/how-much-does-commercial-energy-storage-cost/> (sjekket 23.02.2024).
- [16] Lars Egil Helseth. *termodynamikk*. 2024. URL: <https://snl.no/termodynamikk>.
- [17] Knut A. Rosvold Ivar Gunvaldsen Steinar Mathiesen. *batteri*. 2023. URL: <https://snl.no/batteri>.
- [18] BloombergNEF. *Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh*. Nov. 2023. URL: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>.
- [19] IEA. *Energy storage*. en-GB. Jul. 2023. URL: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage> (sjekket 15.02.2024).
- [20] Mongird Viswanatan, Li Franks og Baxter Sprenkle. *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. 66. Aug. 2022. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.160. URL: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf> (sjekket 05.05.2024).
- [21] TLS-containers. *WHAT DOES THE BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM (BESS) CONSIST OF*. en. Jun. 2022. URL: <http://www.tls-containers.com/1/post/2022/06/what-does-the-battery-energy-storage-systembess-consist-of.html> (sjekket 06.05.2024).
- [22] Freqcon. *Freqcon BESS FQ*. en-US. 2022. URL: https://www.freqcon.com/wp-content/uploads/2023/07/FRQ_MV_TD_BESS_FQ_20220414_V3.0_EN.pdf (sjekket 14.05.2024).
- [23] Freqcon. *freqcon bess - Google-søk*. 2024. URL: https://www.google.com/search?sca_esv=56c1cc000332f016&sca_upv=1&rlz=1C1GCEA_enN0966N0966&sxsrf=ADLYWIJsNBmRl1lqewz6VsBAS-VBgKV1UA:1716144683501&q=freqcon+bess&uds=ADVngMgJJZ3sWYwFKSIsRiA2eMJN0JrkIypPyt3X-1xkpt7avc60ct3keKWmpa7XU1klumga9CwFxeVzJfnFCOKDUIFGxiaL4kk6PmgGmmWrjDMV6TKJQrSUG59eAsOotjq3-sTq-pVI4XC80dgduR3op5n2L-xnCJvi0_A-p80i6nOLHjCbG3bcbvSTQZQ0nrsJYFDtnmqkp1z01whfTm01peR1-_CFrZoj881E5IMEj6-Uo

- ncDuplLuQiRxCVUKPKffM55V8DfES01jX2VjrLqWjLbb4vC_g&udm=2&prmd=ivnbz&sa=X&ved=2ahUKEwjKufiRsZqGAXULPhAIHS1IChwQtKgLegQIChAB&biw=1280&bih=585&dpr=1.5#vhid=12xMZBbHe9m3FM&vssid=mosaic (sjekket 19.05.2024).
- [24] Abraham Alem Kebede mfl. “A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration”. I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 159 (mai 2022), s. 112213. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112213. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001368> (sjekket 15.02.2024).
- [25] Xing Luo mfl. “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”. I: *Applied Energy* 137 (jan. 2015), s. 511–536. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290> (sjekket 15.02.2024).
- [26] Amnesty International. *Democratic Republic Of The Congo: Industrial Mining Of Cobalt And Copper For Rechargeable Batteries Is Leading To Grievous Human Rights Abuses*. Sep. 2023. URL: <https://www.amnesty.ie/congo-cobalt-copper/>.
- [27] Australian Associated Press. *Tesla lithium battery fire hits ‘landmark’ Queensland energy project, sparking political debate*. Sep. 2023. URL: <https://www.theguardian.com/australia-news/2023/sep/27/tesla-lithium-battery-fire-bouldercombe-energy-storage-site-project-rockhampton>.
- [28] Seon Hyeog Kim og Yong-June Shin. “Optimize the operating range for improving the cycle life of battery energy storage systems under uncertainty by managing the depth of discharge”. I: *Journal of Energy Storage* 73 (des. 2023), s. 109144. ISSN: 2352-152X. DOI: 10.1016/j.est.2023.109144. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23025422> (sjekket 19.04.2024).
- [29] Emmanouil D. Kostopoulos, George C. Spyropoulos og John K. Kaldellis. “Real-world study for the optimal charging of electric vehicles”. I: *Energy Reports* 6 (nov. 2020), s. 418–426. ISSN: 2352-4847. DOI: 10.1016/j.egyr.2019.12.008. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719310911> (sjekket 16.05.2024).
- [30] Statista. *Global battery energy storage capacity by country*. en. Jun. 2023. URL: <https://www.statista.com/statistics/1412755/electrochemical-energy-storage-capacity-worldwide-by-country/> (sjekket 15.02.2024).

- [31] Andy Colthorpe. *Moss Landing: World's biggest battery storage project is now 3GWh capacity*. Aug. 2023. URL: <https://www.energy-storage.news/moss-landing-worlds-biggest-battery-storage-project-is-now-3gwh-capacity/>.
- [32] Md Hasnat Hossain mfl. *Evolution of Vanadium Redox Flow Battery in Electrode*. en. Mai 2023. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/tcr.202300092> (sjekket 14.03.2024).
- [33] Kyle Lourenssen mfl. *Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review*. en. Okt. 2019. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19302798?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=8643b734cb6bb529 (sjekket 14.03.2024).
- [34] Eduardo Sánchez-Díez mfl. "Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage". en. I: (jan. 2023). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775320311083> (sjekket 18.03.2024).
- [35] Rune Christensen. "Vanadium Redox Flow Battery". I: *Technology Data for Energy storage* (nov. 2018). URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/189890604.pdf> (sjekket 20.03.2024).
- [36] Behnam Zakeri og Sanna Syri. "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis". I: *ScienceDirect* (feb. 2015). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008284> (sjekket 20.03.2024).
- [37] Toshikazu Shibata mfl. "Demonstration project of large-scale storage battery system at Minami-Hayakita substation". en. I: *GRAND RENEWABLE ENERGY* (jun. 2018). URL: https://www.jstage.jst.go.jp/article/gre/1/0/1_283/_pdf (sjekket 18.03.2024).
- [38] Cellcube. *cellcube fb250-2000 - Google-søk*. URL: https://www.google.com/search?q=cellcube+fb250-2000&sca_esv=345267d81bec8f30&sca_upv=1&rlz=1C1GCEA_enN0966N0966&udm=2&biw=1280&bih=585&sxsrf=ADLYWIJc35z5FW9ow17EIXa95NAnrFuzbQ%3A1716142770966&ei=skJKZsXL0szAwPAPi8WEkAI&oq=cellcube+fb250&gs_lp=Egxnd3Mtd2l6LXN1cnAiDmNlbGxjdWJlIGZiMjUwKgIIADIEECMYJzIEECMYJOjND1AAWABwAXgAkAEAmAEAoAEAqgEAuAEDyAEAmAIBoAIKmAAMaiAYBkgcBMAAHAA&sclient=gws-wiz-serp#vhid=0ha4_BUt6X2XuM&vssid=mosaic (sjekket 19.05.2024).
- [39] Haugan, Idun. *Hydrogen fra A til Å*. Apr. 2023. URL: <https://www.tu.no/artikler/hydrogen-fra-a-til-a/527143> (sjekket 13.02.2024).
- [40] Håvard Egge Gemini.no. *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* no. Apr. 2020. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/> (sjekket 13.02.2024).

- [41] NVE. *Energilagring og hydrogen - NVE*. nb. Sep. 2023. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energilagring-og-hydrogen/> (sjekket 13.02.2024).
- [42] Lars Ursin. *Ekspertintervjuet: Strøm + vann = hydrogen - Energi og Klima*. nb-no. Apr. 2021. URL: <https://energiogklima.no/to-grader/ekspertintervju/ekspertintervjuet-strom-vann-hydrogen> (sjekket 19.03.2024).
- [43] Enova. “Kostnader for hydrogenproduksjon fra kraft i Norge”. no. I: (jun. 2023). URL: file:///C:/Users/Bruker/Downloads/Kostnader%20for%20hydrogenproduksjon%20fra%20kraft%20i%20Norge_Enova%202023.pdf (sjekket 22.02.2024).
- [44] Knut Hofstad. *hydrogenlagring*. no. Jan. 2024. URL: <https://snl.no/hydrogenlagring> (sjekket 15.02.2024).
- [45] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. *Hydrogen storage*. en. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> (sjekket 19.03.2024).
- [46] H. Barthelemy, M. Weber og F. Barbier. “Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 42.11 (2017), s. 7254–7262. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.178>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916305559>.
- [47] G. AlZohbi, A. Almoaikel og L. AlShuhail. “An overview on the technologies used to store hydrogen”. I: *Energy Reports* 9 (okt. 2023), s. 28–34. ISSN: 2352-4847. DOI: 10.1016/j.egy.2023.08.072. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484723012143> (sjekket 13.05.2024).
- [48] Aleksandra Komorowska mfl. “An analysis of the competitiveness of hydrogen storage and Li-ion batteries based on price arbitrage in the day-ahead market”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 47.66 (aug. 2022), s. 28556–28572. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.160. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922027951> (sjekket 22.03.2024).
- [49] Kasper T. Møller mfl. “Hydrogen - A sustainable energy carrier”. I: *Progress in Natural Science: Materials International*. SI-HYDROGEN STORAGE MATERIALS 27.1 (feb. 2017), s. 34–40. ISSN: 1002-0071. DOI: 10.1016/j.pnsc.2016.12.014. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1002007116303240> (sjekket 19.03.2024).
- [50] IFE NTNU SINTEF. “Hydrogen i fremtidens lavkarbonsamfunn”. no. I: (). URL: https://www.ntnu.no/documents/7414984/0/Hydrogen+i+framtiden_rapport_A4_web_LR+28-03-2019.pdf/cbcf5251-7a61-41ac-88ea-faef5daf558c (sjekket 19.02.2024).
- [51] nel. *MC Series PEM Electrolysers*. en-GB. 2024. URL: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2021/01/MC-Series-Spec-Sheet-Rev-G.pdf> (sjekket 14.05.2024).

- [52] Nel. *PEM Electrolyser - MC Series*. en-GB. Mai 2019. URL: <https://nelhydrogen.com/product/mc-series-electrolyser/> (sjekket 16.05.2024).
- [53] IEA. *Executive summary – Global Hydrogen Review 2021 – Analysis*. en-GB. 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021/executive-summary> (sjekket 22.02.2024).
- [54] Hyun Kyu Shin og Sung Kyu Ha. “A Review on the Cost Analysis of Hydrogen Gas Storage Tanks for Fuel Cell Vehicles”. en. I: *Energies* 16.13 (jan. 2023). Number: 13 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, s. 5233. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16135233. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/13/5233> (sjekket 29.04.2024).
- [55] Ceren Ceylan og Yülser Devrim. “Design and simulation of the PV/PEM fuel cell based hybrid energy system using MATLAB/Simulink for greenhouse application”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.42 (jun. 2021), s. 22092–22106. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.034. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921013380> (sjekket 14.05.2024).
- [56] EEX. *HYDRIX*. Mai 2024. URL: <https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany> (sjekket 09.05.2024).
- [57] DNB. *Hovedvalutaer inneværende år - DNB*. Mai 2024. URL: <https://www.dnb.no/bedrift/markets/valuta-renter/valutakurser-og-renter/HistoriskeValutakurser/Hovedvalutaer-innevarende/hovedvalutaerdaglig-innevaerende.html> (sjekket 09.05.2024).
- [58] J. O. Abe mfl. “Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.29 (jun. 2019), s. 15072–15086. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991931465X> (sjekket 16.02.2024).
- [59] SINTEF. *Hydrogen som energilager*. no. URL: <https://www.sintef.no/fagomrader/hydrogen/hydrogen-som-energilager/> (sjekket 19.02.2024).
- [60] Trygve Holtebekk, Bjørn Pedersen og Geir Martin Haarberg. *brenselcelle*. no. Feb. 2024. URL: <https://snl.no/brenselcelle> (sjekket 14.03.2024).
- [61] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. *Fuel Cells*. en. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells> (sjekket 14.03.2024).
- [62] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. *Comparison of Fuel Cell Technologies*. en. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies> (sjekket 19.03.2024).

- [63] Doosan. *Doosan Fuel Cell Technology*. en. URL: <https://www.doosanfuelcell.com/en/prod/prod-0102/> (sjekket 19.03.2024).
- [64] EIA. *Fuel cell power plants are used in diverse ways across the United States - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35872> (sjekket 18.03.2024).
- [65] FuelCellsWorks. *World's Largest Hydrogen Fuel Cell Power Plant Jointly Built By Doosan Fuel Cell Put Into Service*. en-US. Section: News. URL: <https://fuelcellsworks.com/news/worlds-largest-hydrogen-fuel-cell-power-plant-jointly-built-by-doosan-fuel-cell-put-into-service/> (sjekket 18.03.2024).
- [66] Paleja, Ameya. *World's only commercially available hydrogen fuel cell exhibited at CES 2024*. Jan. 2024. URL: <https://interestingengineering.com/ces-2024/worlds-only-commercial-hydrogen-fuel-cell-ces-2024> (sjekket 02.05.2024).
- [67] Doosan. *Doosan Fuel Cell Technology*. en. URL: <https://www.doosanfuelcell.com/en/tech/tech-0102> (sjekket 18.03.2024).
- [68] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. *Types of Fuel Cells*. en. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells> (sjekket 19.03.2024).
- [69] Fandi Ning mfl. "Flexible and Lightweight Fuel Cell with High Specific Power Density". I: *ACS Nano* 11.6 (jun. 2017). Publisher: American Chemical Society, s. 5982–5991. ISSN: 1936-0851. DOI: 10.1021/acsnano.7b01880. URL: <https://doi.org/10.1021/acsnano.7b01880> (sjekket 19.03.2024).
- [70] HyAxiom. "PureCell Modell 400 Hydrogen". I: *HyAxiom* (mai 2023). URL: <https://hyaxiom.com/assets/images/fcm107865-hyaxiom-purecell-model-400-h2-datasheet-rev-b-may2023.pdf>.
- [71] HyAxiom. *PureCell Model 400 Hydrogen*. en. 2023. URL: <https://hyaxiom.com/our-solutions/hydrogen/> (sjekket 16.05.2024).
- [72] Noriko Hikosaka Behling. "Chapter 2 - Fuel Cells and the Challenges Ahead". I: *Fuel Cells*. Red. av Noriko Hikosaka Behling. Elsevier, jan. 2013, s. 7–36. ISBN: 978-0-444-56325-5. DOI: 10.1016/B978-0-444-56325-5.00002-8. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444563255000028> (sjekket 20.03.2024).
- [73] Michael Rex, V, Cigolotto og M, Genovese. "Stationary Fuel Cell Applications". en. I: (2021). URL: https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021_AFCTCP_Stationary_Application_MarketTrend.pdf.

- [74] Energy Storage System Association. *Sensible Heat Storage for Low Temperatures (up to 150 °C)*. 2024. URL: https://iea-es.org/fact-sheet_sensible-water/?fbclid=IwAR1hLbSG7aJ-y-3QKEtJAMIUA9Hp4SAXh-UXWF42BvtromC7sKz17VcmSOE.
- [75] Yuchen Ju, Juha Jokisalo og Risto Kosonen. “Peak Shaving of a District Heated Office Building with Short-Term Thermal Energy Storage in Finland”. en. I: *Buildings* 13.3 (mar. 2023). Number: 3 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, s. 573. ISSN: 2075-5309. DOI: 10.3390/buildings13030573. URL: <https://www.mdpi.com/2075-5309/13/3/573> (sjekket 20.05.2024).
- [76] ENERTEC. *Thermal Storage — Enertec Engineering*. en. 2024. URL: <https://www.enertecengineering.com/site/mechanical-services/thermal-storage-systems> (sjekket 22.05.2024).
- [77] Shivangi Sharma mfl. *Brochure on Thermal Energy Storage Technologies EERA Joint Program on Energy Storage SP3 on Thermal Energy Storage*. Aug. 2018. DOI: 10.13140/RG.2.2.27788.13442. URL: https://www.researchgate.net/profile/Shivangi-Sharma/publication/341580628_Brochure_on_Thermal_Energy_Storage_Technologies_EERA_Joint_Program_on_Energy_Storage_SP3_on_Thermal_Energy_Storage/links/5ec85c4a92851c11a8815b07/Brochure-on-Thermal-Energy-Storage-Technologies-EERA-Joint-Program-on-Energy-Storage-SP3-on-Thermal-Energy-Storage.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnNOUGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIiwicGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn19.
- [78] Siemens energy. *Industrial steam turbines*. en. URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/industrial-steam-turbines.html> (sjekket 23.04.2024).
- [79] Kiyarash Rahbar mfl. “Review of organic Rankine cycle for small-scale applications”. I: *Energy Conversion and Management* 134 (feb. 2017), s. 135–155. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.12.023. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416311050> (sjekket 23.04.2024).
- [80] A Pintoro mfl. “Performance analysis of low temperature heat source of organic Rankine cycle for geothermal application”. en. I: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 308 (feb. 2018), s. 012026. ISSN: 1757-8981, 1757-899X. DOI: 10.1088/1757-899X/308/1/012026. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/308/1/012026> (sjekket 23.04.2024).

- [81] Espen Halvorsen Bjørgan. *Her kan du se oversikten over alle NTNU sine eiendommer*. Aug. 2018. URL: <https://www.universitetsavisa.no/campus/her-kan-du-se-oversikten-over-alle-ntnu-sine-eiendommer/139486>.
- [82] Statistisk sentralbyrå. *Elektrisitet*. Mar. 2023. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/10314>.
- [83] Thema consulting group. *Kunnskapsgrunnlag - Energisystemet i Trøndelag*. nb-NO. Tekn. rapp. Mai 2023. URL: <https://www.trondelagfylke.no/globalassets/dokumenter/plan-og-areal/regional-planlegging/trondelagsplan-og-regional-planstrategi/1---thema-kunnskapsgrunnlag---energisystemet-i-trondelag---juni23.pdf> (sjekket 21.05.2024).
- [84] Fortum. *Slik fungerer strømmarkedet og strømpriser — Fortum*. nb. URL: <https://strom.fortum.no/no/strom/strompriser/strommarkedet> (sjekket 19.04.2024).
- [85] Forbrukerrådet. *Forbrukerradet.no - Finn en billig strømvtaale der du bor*. nb-NO. URL: <https://forbrukerradet.no/strompris/> (sjekket 19.04.2024).
- [86] Tensio. *Nettleie, priser og avtaler*. no. Jan. 2024. URL: <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler> (sjekket 06.05.2024).
- [87] Statkraft. *Priser*. no. 2024. URL: <https://www.statkraftvarme.no/kundeservice/priser/> (sjekket 15.05.2024).
- [88] Norges Bank. *Valutakurser*. nb. Mai 2024. URL: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/> (sjekket 09.05.2024).
- [89] Maria Arvidsson, Sara Ericson og Alicia Söderlind. *Economic and grid potentials of implementing an energy storage system : A case study of the benefits of peak shaving if implementing an energy storage system*. eng. 2020. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1435995/FULLTEXT01.pdf> (sjekket 18.05.2024).
- [90] Syed Sabir Hussain Rizvi mfl. “A review on peak shaving techniques for smart grids”. en. I: *AIMS Energy* 11.4 (2023). Cc_license_type: cc_by Number: energy-11-04-036 Primary_atype: AIMS Energy Subject_term: Review Subject_term_id: Review, s. 723–752. ISSN: 2333-8334. DOI: 10.3934/energy.2023036. URL: <http://www.aimspress.com/article/doi/10.3934/energy.2023036> (sjekket 20.05.2024).
- [91] Fabian Calero mfl. “A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids”. I: *Proceedings of the IEEE* 111.7 (jul. 2023). Conference Name: Proceedings of the IEEE, s. 806–831. ISSN: 1558-2256. DOI: 10.1109/JPROC.2022.3158607. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9743285> (sjekket 20.05.2024).

- [92] Eszter Abran, Elin Andersson og Therese Nilsson Rova. *Battery Storage for Grid Application : A case study of implementing a Lithium-ion storage system for power peak shaving and energy arbitrage*. eng. 2021. URL: <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1559484/FULLTEXT01.pdf> (sjekket 18.05.2024).
- [93] A. Martinez Alonso mfl. “Techno-economic assessment on hybrid energy storage systems comprising hydrogen and batteries: A case study in Belgium”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 52 (jan. 2024), s. 1124–1135. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.282. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923032615> (sjekket 18.05.2024).
- [94] Ankur Bhattacharjee mfl. “Optimized Integration of Hybrid Renewable Sources with Long-Life Battery Energy Storage in Microgrids for Peak Power Shaving and Demand Side Management under Different Tariff Scenario”. en. I: *Energy Technology* 9.9 (2021). _eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/ente.202100199>, s. 2100199. ISSN: 2194-4296. DOI: 10.1002/ente.202100199. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ente.202100199> (sjekket 18.05.2024).

