

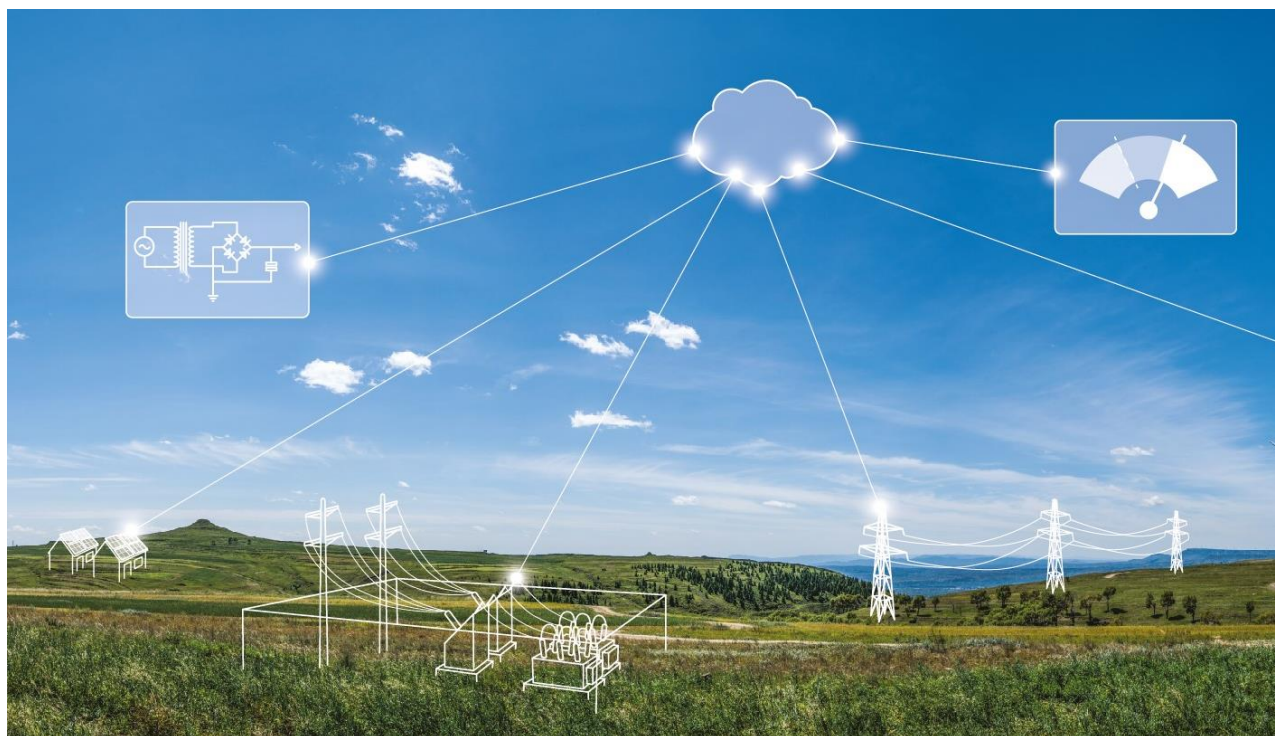
STUDIE OG KUNNSKAPSGRUNNLAG

# Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet

Enova SF

**Rapport nummer:** 2020-0919, Rev. A

**Dato:** 20. november 2020



Prosjektnavn: Studie og kunnskapsgrunnlag DNV GL Energy  
Rapporttittel: Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet Energimarkeder og Teknologi  
Oppdragsgiver: Enova SF, Brattørkaia 17A, 7010 Trondheim Veritasveien 1, 1322 Høvik  
Kontaktperson: Thomas Berg Tel: +47 67 57 99 00  
Dato: 20. november 2020  
Prosjekt nr.: 10248160  
Rapportnr.: 2020-0919, Rev. A

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er): «Oppdragsavtalen Avtale om utrednings- og utviklingsoppdrag fra Konsulent -

### Oppdragsbeskrivelse:

Studien gjennomgår ulike lagringsløsninger, både elektriske, termiske og andre energibærere, som kan bidra med fleksibilitet i energisystemet i perioden mot 2030. Studien har analysert hvilke typer lagringsteknologier som sannsynligvis vil bli dominerende utfra kostnadsutvikling og teknologisk modenhet samt hvor i energisystemet det er mest hensiktsmessig å bruke ulike typer lagringsløsninger (på sluttbruker-, distribusjons-, eller produksjonssiden). I tillegg skal studien analysere og beregne den samfunnsøkonomiske nytteverdien av de identifiserte lagringsløsningene.

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Frida Berglund  
Konsulent

Magnus Killingland  
Prosjektleder

Tore Eliassen  
Avdelingsleder

James Lam  
Konsulent

Jørgen Bjørndal  
Fagsjef energimarkeder

Kjersti Aarrestad  
Konsulent, samfunnsøkonom

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2020. Alle rettigheter forbeholdes DNV GL. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV GL påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning. DNV GL og Horizon Graphic er varemerker som eies av DNV GL AS.

DNV GL distribusjon:

Nøkkelord:

- ÅPEN. Fri distribusjon, internt og eksternt.  
 INTERN. Fri distribusjon internt i DNV GL.  
 KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste.\*  
 HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

\*Distribusjonsliste:

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
A	30.10.2020	Utkast for kommentarer			

## Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
2	INTRODUKSJON .....	3
3	ENERGILAGRINGSTEKNOLOGIER .....	4
3.1	Overordnet sammenligning av teknologiene	5
3.2	Kort beskrivelse av teknologiene	10
3.3	Oppsummering	19
4	KOSTNAD- OG LIVSSYKLUSANALYSER .....	21
4.1	Levelized cost of energy (LCOE)	21
4.2	Livssyklusanalyser (LCA)	26
4.3	Oppsummering	33
5	BRUKSOMRÅDER OG TJENESTER .....	35
5.1	Bruksområder – formål og tjenester i hele verdikjeden	35
5.2	Tjenester – egenskaper og krav til teknologier	39
5.3	Oppsummering	43
6	FLEKSIBILITETSBEHOV I NORGE MOT 2030 .....	44
6.1	Norge - verdensledende i energilagring og fleksibilitet	44
6.2	Forventede utviklingstrekk	45
6.3	Aktuelle tjenester	46
6.4	Aktuelle energilagringsteknologier	49
6.5	Aktuelle roller, barrierer og inntjeningsmodeller	51
6.6	Oppsummering	53
7	ØKONOMISK ANALYSE: EGNEDE LØSNINGER FOR NORGE FREM MOT 2030 .....	55
7.1	Hva er (samfunns)økonomisk analyse?	55
7.2	Metode, forutsetninger og case i analysen	57
7.3	Case 1: Elektrifisering av oppdrettsanlegg	60
7.4	Case 2: Smart styring i en husholdning	65
7.5	Case 3: Batteri og solceller i en husholdning	68
7.6	Case 4: Batteri i nettet	71
7.7	Oppsummering	72
8	KONKLUSJON .....	76
9	VEDLEGG.....	77
9.1	Oversikt over figurer og tabeller	77
9.2	Energilagringsteknologier: kunnskapsgrunnlag	79
9.3	Energilagringsteknologier: ytelsesdata	98
9.4	Mulige bruksområder for ulike teknologier	99
9.5	Kostnader for hydrogen verdikjede	103
9.6	Bakgrunn: livssyklusanalyser (LCA)	104
10	REFERANSER .....	108

# 1 SAMMENDRAG

## **Energilagring kan tilføre viktig fleksibilitet til energisystemet**

Med en forventet elektrifisering av energiforbruket og variabel fornybar kraftproduksjon, vil det bli stadig større behov for tilførsel av fleksibilitet på verdensbasis. Energilagringssystemer kan, i samspill med andre tiltak, bidra i overgangen til et robust og fornybart energisystem ved å levere tilpassede fleksibilitetstjenester. Fra i dag til 2050 forventes det en eksponentiell vekst i installert lagringskapasitet globalt (og tilsvarende et markant fall i kostnader), spesielt for litium-ionbatterier og systemer for langtidslagring. Hvilke energilagringsteknologier det er behov for, avhenger likevel av behovet for fleksibilitet i det enkelte energisystem, og hvilke tiltak som egner seg best til å dekke disse behovene.

## **... men i Norge er det annerledes enn i de fleste land på grunn av fleksibel vannkraft**

Norge har allerede et av verdens mest fleksible energisystemer, som i hovedsak skyldes tre forhold: For det første har vi mye regulerbar vannkraft som kan øke og redusere produksjon raskt, og dermed levere en rekke systemtjenester til strømmettet. På grunn av vannkraften har også det norske energisystemet utviklet en etterspørselsside etter elektrisitet og varme som er mer fleksibel enn det som er vanlig i andre land, og som i økende grad forventes å dekke mye av behovet for fleksibilitet. For det tredje har vi allerede et robust strømmnett med forholdsvis mindre kapasitetsutfordringer enn mange av våre naboland. Behovet for (ny) energilagring er derfor annerledes og generelt mindre i Norge enn i de fleste andre land.

## **Energilagring kan likevel ha potensiale for verdiskapning på noen områder**

Likevel vil det utvikle seg bruksområder for energilagring også i Norge, og det ser ut til å ha særlig potensiale som alternativ (eller supplement) til nettutbygging. Her peker litium-ionbatterier seg ut som den mest egnede teknologien, både på grunn av høy fleksibilitet, kontinuerlig teknologiforbedring og fallende kostnader. For bruksområder bak måleren vil forbrukerfleksibilitet kunne levere mange av de samme tjenestene til en brøkdel av kostnaden, dersom det tilrettelegges for dette. Også termisk lagring for direkte bruk av varme eller kjøling har stort potensiale for visse bruksområder.

## **... men våre analyser viser at dagens forretningsmodeller ikke er spesielt attraktive**

For å illustrere hvorvidt behovet for fleksibilitet i det norske energisystemet kan gjøre det lønnsomt for privatpersoner og bedrifter å investere i energilagring- og fleksibilitetsløsninger, har vi gjennomført økonomiske analyser av fire case som omhandler elektrifisering av fiskeoppdrett med alternativ til nett, samt installasjon av smart forbruksstyring og batterier foran og bak måleren. Resultatet av analysene viser at avhengig av hvor man bor kan investering i smart styring lønne seg allerede med dagens kostnader og prisensentiver, mens batteriinvesteringer ikke nødvendigvis vil det.

## **Batteriinvesteringer kan likevel lønne seg mot 2030**

Med fallende batterikostnader kombinert med en forventet økning i virkningsgrad og levetid, vil imidlertid bildet mest sannsynlig endre seg frem mot 2030. Særlig i situasjoner der batterier er et alternativ til nettoppgradering kan dette kostnadsbildet snu i favør av batterier sammenlignet med nettinvesteringer. Slike batterier foran måleren kan brukes til flere formål, slik som arbitrasje og salg av systemtjenester. I årene fremover forventes det mer volatile strømpriser og nye nettreguleringer, som kan gi et større potensiale for gevinster knyttet til arbitrasje og reduserte kostnader. Det forventes også en modning av tjenester og markeds plasser for fleksibilitet, som åpner opp for at mindre aktører kan selge sin tilgjengelige fleksibilitet for systemtjenester til nettet.

Selv om også batterier bak måleren vil bli betydelig billigere, kan smart styring av laster tilby mange av de samme tjenestene. Det medfører at så lenge smart styring har mindre investeringskostnader enn energilagring, så vil smart styring kunne «utkonkurrere» batterier.



## **Utfordringene er ikke knyttet til utvikling av ny teknologi, men til anvendelsen**

Studien viser at både energilagring (batterier) og forbrukerfleksibilitet kan være lønnsomme i visse anvendelser, og batterier som alternativ til nett kan ha stort potensiale framover. Batterier er i riktnok stort sett avhengige av å kunne kombinere og levere ulike tjenester for å bygge opp flere inntektskilder for en lønnsom forretningsmodell.

En annen barriere for utvikling kan være at nettselskaper har beskjeden erfaring med bruk av tjenester fra tredjeparter som alternativ eller som dimensjonerende ved planlegging av nytt nett (med visse unntak, slik som utkoblbar tariff). Lite erfaring med hvordan slike tjenestekjøp kan organiseres, for eksempel i markedsplasser for fleksibilitet, er også en potensiell barriere.

Dette tilsier at en bør vurdere tiltak for å fremme utvikling av robuste forretningsmodeller, jf. behovet for å kombinere ulike tjenester fra samme ressurs, og for å stimulere nettselskap til å vurdere lagring og fleksibilitet som reelle alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer. Gitt omstendighetene kan det synes at Enova kan skape mest verdi ved å fokusere på anvendelser og organisering enn på teknologi som sådan, da flere ulike teknologier i mange tilfeller kan levere de samme tjenestene.

Konkret bør Enova vurdere flere pilotprosjekter for anskaffelse og bruk av fleksibilitet i nettvirksomheten. Temaet i slike pilotprosjekt kan gjerne variere; både tekniske, avtalemessige og kommersielle forhold kan være aktuelt å teste ut.

## 2 INTRODUKSJON

DNV GL og andre framskriver en rask energiomstilling mot 2050, med en massiv elektrifisering og økning i fornybar produksjon. Der elektrisitet i dag står for mindre enn 20 prosent av den totale energimiksen på verdensbasis, vil den mer enn dobles de neste tiårene. I samme periode vil kraftproduksjon fra fornybare, variable og ikke-regulerbare kilder øke: produksjon fra sol vil vokse 25 ganger, og vind 10 ganger, fra dagens nivåer. Til sammen vil de stå for over 60% av kraftproduksjonen globalt i 2050 (DNV GL, 2020).

Med en økt mengde variabel, fornybar kraftproduksjon vil det bli vanskeligere å sikre pålitelig kraftforsyning og prisstabilitet i markedet. En måte å løse disse utfordringene på, er å øke graden av fleksibilitet i systemet. Fleksibilitet kan defineres som «evnen et kraftsystem har til å opprettholde kontinuerlig kraftforsyning og stabile priser under variasjoner i produksjon og forbruk» (European Commission, 2019).

Energilagring er, i samspill med andre tiltak, en måte å tilføre fleksibilitet i energisystemet på. Avhengig av teknologi kan energilagringssystemer levere viktige fleksibilitetstjenester både over forskjellige tidsrom, fra sekunder til dager og sesonger, og over hele verdikjeden, fra produksjon til distribusjon og sluttbruk. Energilagring kan dermed bidra i overgangen til et robust, fleksibelt og fornybart energisystem. Med energilagring mener vi her teknologier som lagrer energi i form av elektrisitet, varme, trykk eller på andre måter, og hvor energien kan utnyttes på et senere tidspunkt enn da energien ble lagret.

Hvilke energilagringsteknologier det er behov for, avhenger av behovet for fleksibilitet i det enkelte system, og hvilke tiltak som egner seg best til å dekke disse behovene. I Norge har vi for eksempel mye regulerbar vannkraft som allerede leverer en rekke systemtjenester til kraftnettet. I tillegg har vi forbruk som kan tilføre fleksibilitet i nettet ved hjelp av smarte og relativt billige styringssystemer, slik som elbiler og varmtvannstanker. Det forventes at disse løsningene i økende grad vil dekke mye av behovet for fleksibilitet i energisystemet, mye også på grunn av neglisjerbare kapital- og driftskostnader. Mellomlandsforbindelser vil også bidra til å balansere produksjon og forbruk, og dermed øke fleksibiliteten.

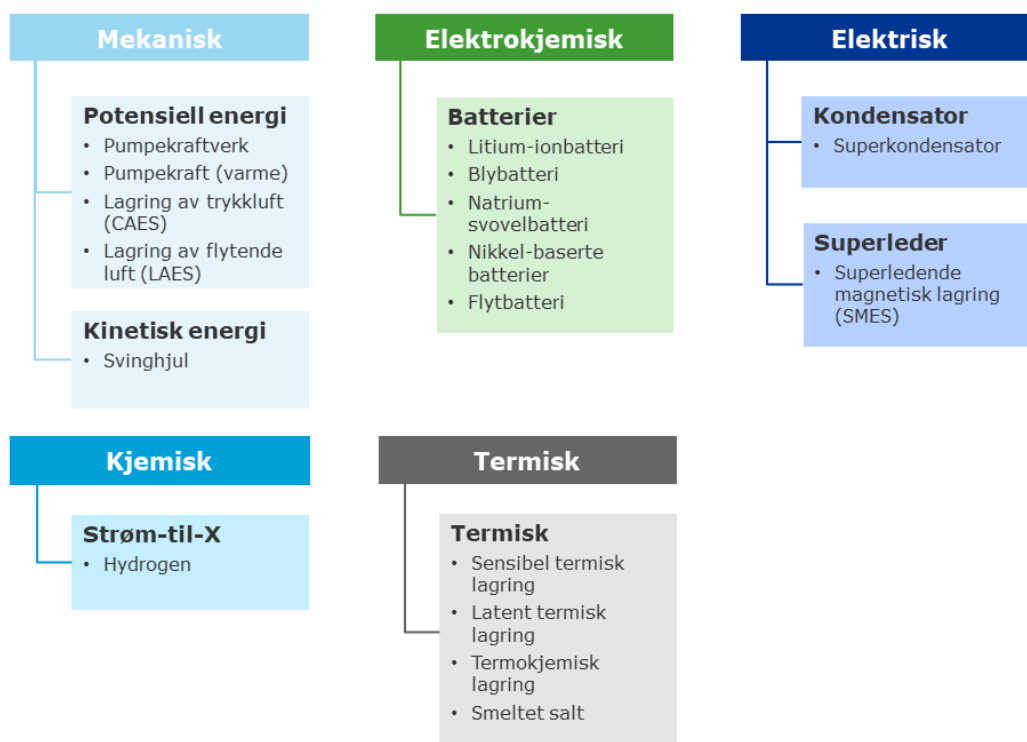
Med bakgrunn i dette vil behovet for å tilføre ekstra fleksibilitet i form av energilagring sannsynligvis være lavt i Norge. Likevel vil det muligens finnes tilfeller der energilagring er nødvendig og/eller samfunnsøkonomisk lønnsomt. Visse lagringsteknologier kan også levere flere tjenester samtidig, og dermed øke lønnsomheten. Denne studien forsøker å si noe om hvilke type lagringstjenester som vil være hensiktsmessige ulike steder i det norske energisystemet, og hvilken samfunnsøkonomisk nytte de ulike løsningene kan ha.

**Studien er todelt.** I første del forsøker vi å gi deg som leser et kunnskapsgrunnlag over hvilke energilagringsteknologier som eksisterer på markedet, hvilke teknologi- og kostnadsutviklinger vi kan forvente oss frem mot 2030, hvilke miljøaspekter vi må ta hensyn til, og hvilke tjenester disse kan levere over hele verdikjeden. Her har vi et globalt overblikk, og går ikke ned i dybden på de ulike teknologiene. Vi gjør også utfiltreringer av teknologier underveis, både på teknologi, kostnader og miljøaspekter, slik at vi ender opp med en håndfull teknologier som går inn i del to av studien.

I andre del av studien tar vi deg med til Norge, og forsøker å si noe om behovet for fleksibilitet i det norske energisystemet frem mot 2030. Her tar vi hensyn til allerede eksisterende ressurser som kan tilby fleksibilitet, slik som vannkraftverk og elbiler, og hva som eventuelt må være på plass for å sikre fornuftig utnyttelse av disse. Vi ser også på om det er behov som ikke kan dekkes av eksisterende ressurser, og hvilke energilagringsteknologier som eventuelt kan tilby de tjenestene det er behov for. Mot slutten gjennomfører vi samfunnsøkonomiske analyser av de energilagringsteknologiene vi anser som mest aktuelle for det norske energisystemet.

### 3 ENERGILAGRINGSTEKNOLOGIER

Det finnes et betydelig antall teknologier for lagring av energi, og for hver teknologi finnes det varianter. Med innovasjon og utvikling kommer også nye teknologier og nye varianter av eldre teknologier. Forskjellene mellom teknologiene er mange, som for eksempel i hvilken form energien lagres, hvor lenge den kan lagres og til hvilken kostnad, eller hvor mye energi som kan lagres. Det er også store variasjoner i hvor raskt et energilager kan utnyttes, og hvilke formål det kan brukes til. Det vanligste er likevel å kategorisere energilagring etter hvilken form energien lagres i, med hovedkategoriene mekanisk, elektrokjemisk, elektrisk, kjemisk og termisk lagring. Følgende teknologier er dekket av denne studien:



**Figur 3.1: Lagringsteknologier dekket av studien**

Rapporten inneholder også et kapittel om forbrukerfleksibilitet, fordi dette er ressurser som kan utføre mange av de samme oppgavene som energilagring, og ofte til en betydelig lavere kostnad<sup>1</sup>.

Dette kapittelet gir først en overordnet sammenligning av de ulike lagringsteknologiene, både på markedsstørrelse globalt, tekniske egenskaper og teknologimodenhet, i dag og frem mot 2030. Vi gir deretter en innføring i de ulike teknologiene, med viktige fordeler og ulemper. Her nevner vi også kort pågående forskning og utvikling innenfor de ulike hovedkategoriene, der det er relevant. For en mer detaljert beskrivelse av hver teknologi, se vedlegg 9.1.

Med bakgrunn i dette konkluderer vi til slutt på hvilke teknologier vi velger å ta med videre i studien, og hvilke som blir filtrert ut i første fase.

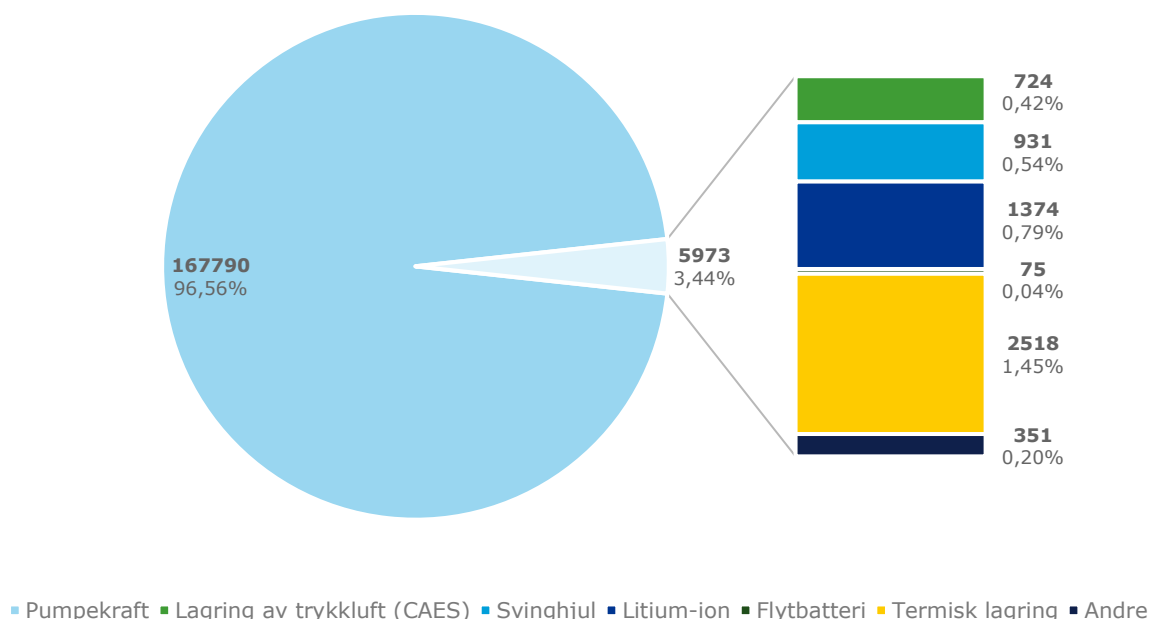
<sup>1</sup> Investeringskostnadene er som oftest betydelig lavere, men forbrukerfleksibilitet krever tilgang til smarte styringssystemer, digitale plattformer og (for mindre laster) aggregatører, som øker kostnadene.

## 3.1 Overordnet sammenligning av teknologiene

Denne delen av studien sammenligner de valgte energilagringsteknologiene, både på dagens og fremtidige markedsstørrelser, tekniske egenskaper og modenhetsnivå. Kostnader og miljøaspekter gjennomgås nærmere i kapittel 4.

### 3.1.1 Markedsstørrelser

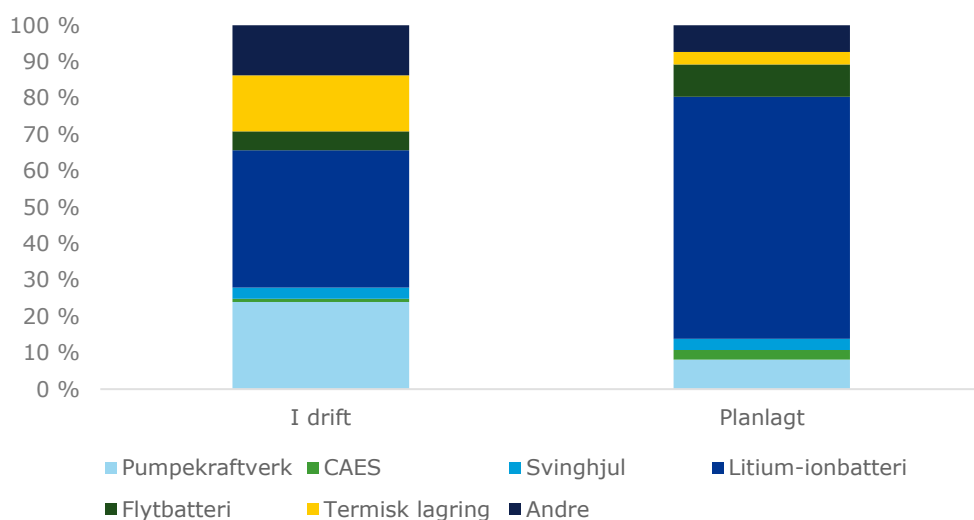
Pumpekraftverk står for nesten 97 prosent av den totale installerte energilagringskapasiteten i verden, mye på grunn av den store kapasiteten per prosjekt. De resterende fem prosentene består av en rekke teknologier, dominert av termisk energilagring (i hovedsak smeltet salt) og litium-ionbatterier. Posten «andre» dekker lagring av flytende luft (LAES), blybatterier, nikkel-baserte batterier, natrium-svovelbatterier, superkondensator og strøm-til-hydrogen. Figur 3.2 viser fordelingen mellom energilagringssystemer i drift globalt, hentet fra U.S. Department of Energy sin database (DOE, 2020). Selv om databasen ikke er fullstendig, viser den tydelig hvordan pumpekraftverk dominerer markedet.



**Figur 3.2: Globalt installert kapasitet for energilagringsteknologier (MW) (DOE, 2020)**

Selv om pumpekraft dominerer i installert kapasitet, er det litium-ionbatterier som dominerer i antall prosjekter, som vist i figur 3.3. Av de rundt 1400 prosjektene som ligger inne i databasen, er rundt 300 av dem pumpekraftverk, mens litt over 700 av dem er batterisystemer (hvorav 500 er litium-ionbatterier). For planlagte prosjekter er bildet enda tydeligere, der 210 av 260 prosjekter er basert på batteriteknologi. Dette er mye på grunn av kontinuerlig teknologiforbedring og kostnadsreduksjon for litium-ionbatterier, drevet fram av den enorme satsningen i elbilindustrien globalt.

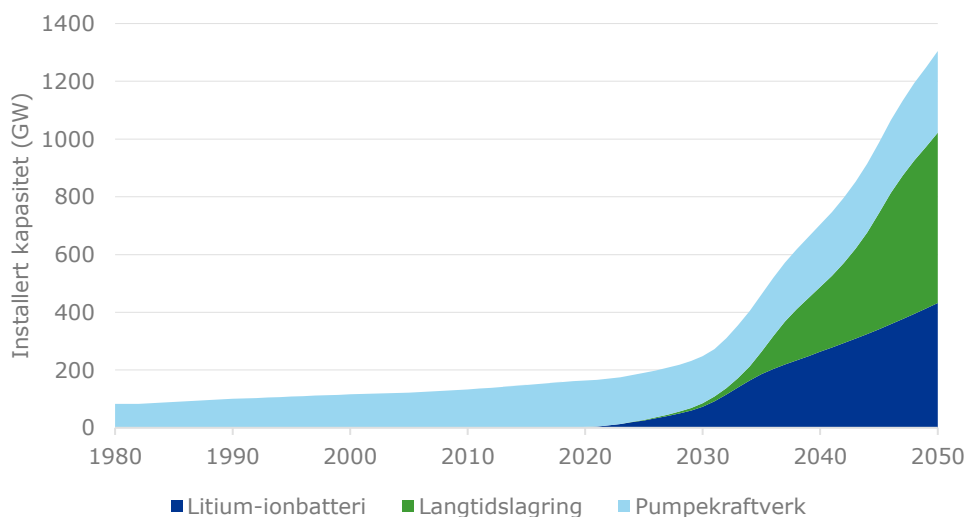




**Figur 3.3: Antall energilagringsprosjekter globalt fordelt mellom teknologiene (DOE, 2020)**

### 3.1.2 Forventet utvikling

I årets Energy Transition Outlook framskriver DNV GL en eksponentiell vekst i installert kapasitet for energilagring frem mot 2050, drevet frem av kontinuerlig forbedringer i batteriteknologi og reduksjon i kostnader. Dette gjelder særlig for litium-ionbatterier, som med en læringsrate<sup>2</sup> på 19 % vil fortsette å synke i pris. Ytterligere forbedringer i energitetthet, vekt og volum vil også åpne opp for et bredere spenn av bruksområder, og DNV GL forventer at installert kapasitet globalt for litium-ionbatterier vil øke med nesten 30 ganger (2900 prosent) fra dagens 2,45 GW til rundt 73 GW i 2030, og med 175 ganger til over 430 GW i 2050. Til sammenligning vil installert pumpekraft øke med rundt 1,3 prosent frem mot 2030, og 75 prosent mot 2050 (DNV GL, 2020). En utfordring framover er riktignok tilgangen på edle metaller og materialer, som kan begrense enkelte teknologier. Dette er nærmere beskrevet i ETO'en.

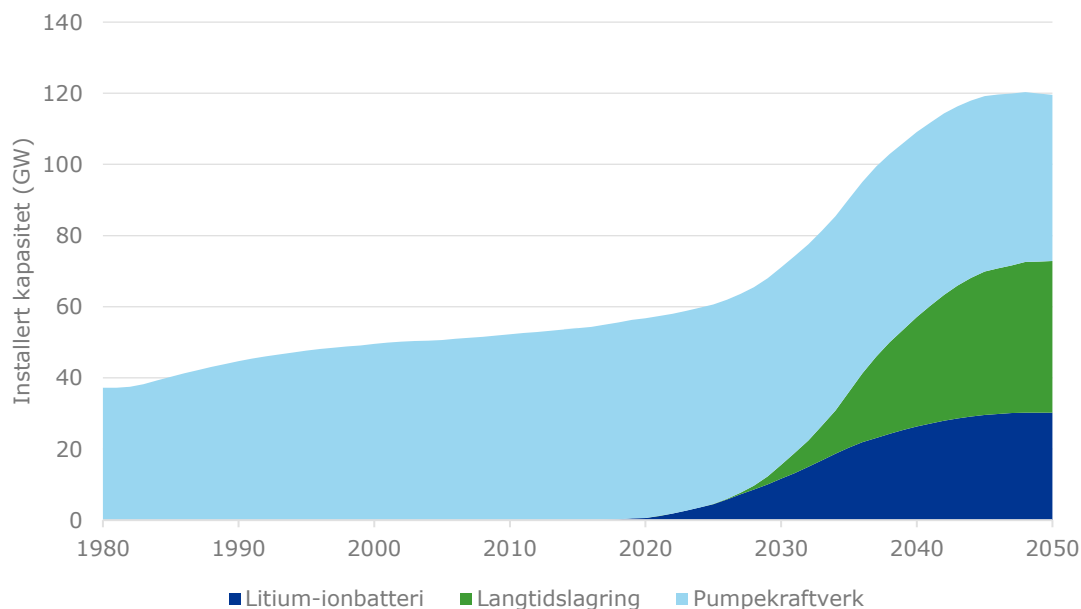


**Figur 3.4: Installert kapasitet for energilagring globalt (GW) (DNV GL, 2020)**

<sup>2</sup> Det vil si hvor mye kostnadene faller for hver dobling av installert kapasitet.

Fra 2030 til 2050 ser vi også en kraftig økning i større systemer for langtidslagring, slik som flytbatterier og lagring av trykkluft, fra rundt 12 GW i 2030 til nesten 600 GW i 2050 på verdensbasis. Dette er drevet frem av store markeder med behov for storskala lagring tilknyttet strømmettet (engelsk: utility-scale storage), slik som Kina, Sør-Korea, Japan og USA, der man nå ser et skifte i bruksområder for lagring: fra frekvensregulering som krever korte varigheter fra én time eller mindre, til større lastflytting og arbitrasje. Gjennomsnittlig varighet på lagring endrer seg dermed fra to til fire timer, og behovet for energilagringsteknologier med større lagringskapasitet øker (DNV GL, 2020).

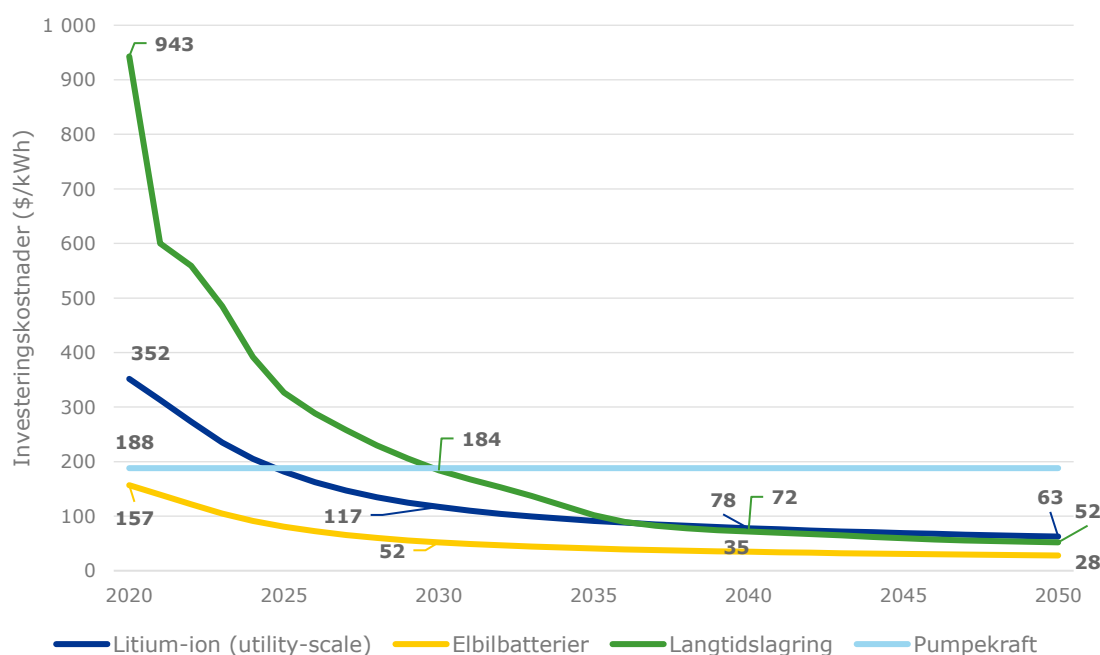
Hvis vi zoomer inn på Europa, viser vår ETO en tilsvarende trend. Her forventes det at installert kapasitet for litium-ionbatterier vil øke fra 0,6 GW i dag til rundt 12 GW i 2030, og opp mot 30 GW i 2050. Også langtidslagring vil etter hvert bli gjeldende i Europa, og vil øke fra rundt 4 GW i 2030 til 42 GW i 2050. DNV GL lanserte også nylig Energy Transition Norway 2020, og fremskriver 730 MW installert pumpekraft og 190 MW litium-ionbatterier (utility-scale) i 2050, noe som tilsvarer henholdsvis 1,4% og 0,4% av totalt installert kapasitet i det norske kraftsystemet (DNV GL, 2020).



**Figur 3.5: Installert kapasitet for energilagring i Europa (GW) (DNV GL, 2020)**

DNV GL forventer en kraftig reduksjon i investeringskostnader for både litium-ionbatterier (utility-scale og elbilbatterier) og langtidslagring, se Figur 3.6:. Her er langtidslagring gitt som vanadium redox-batteri (flytbatteri). Det forventes ingen reduksjon i kostnad for pumpekraftverk. Vi går nærmere inn på kostnadsanalyser i kapittel 4.

Kostnadsanslagene er basert på verdensmarkedspriser, og vil variere avhengig av region, land og alternativkostnader. Særlig i markeder der batterilagring er relativt nytt, vil man måtte påberegne seg ekstra kostnader i de kommende årene. Dette vil for eksempel være gjeldende i Norge, men det kan tenkes at prisene vil stabilisere seg mot samme nivå etter hvert som installert kapasitet øker.



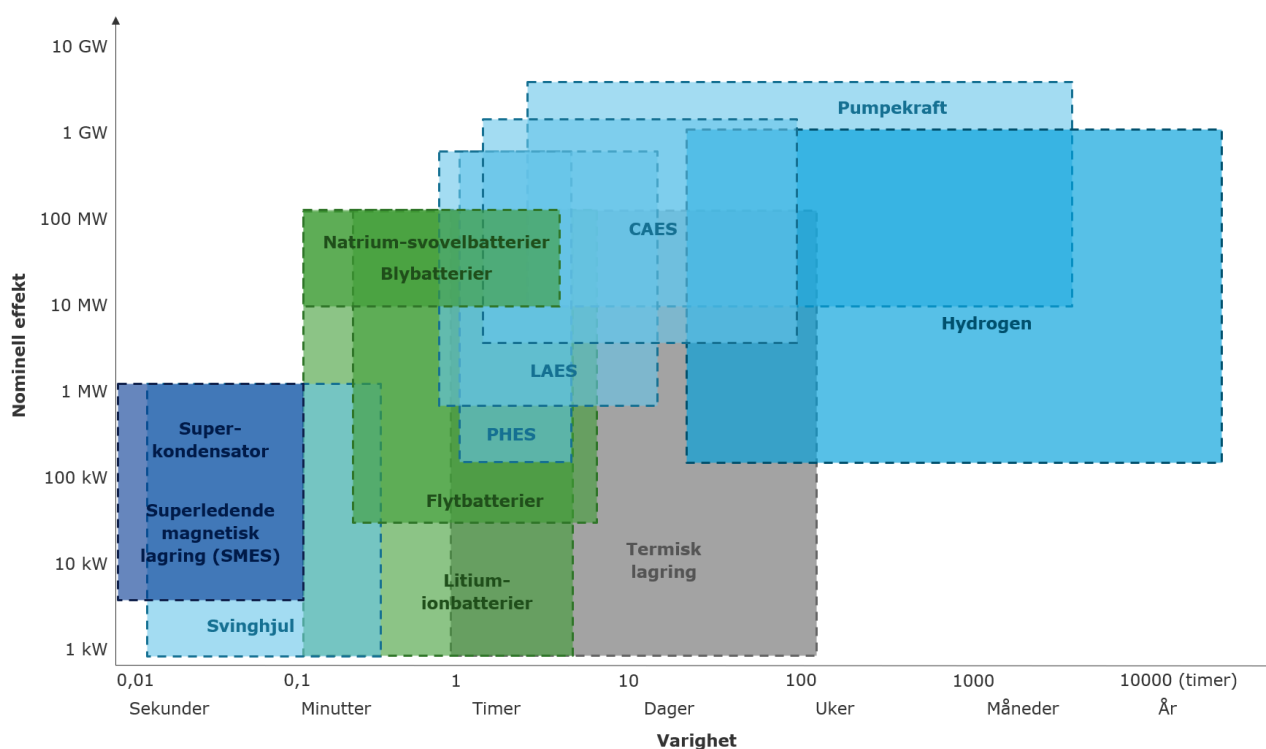
**Figur 3.6: Investeringskostnader for energilagringsystemer globalt (\$/kWh) (DNV GL, 2020)**

### 3.1.3 Tekniske egenskaper

Evnen et energilagringsystem har til å levere en gitt tjeneste avhenger i stor grad av dets tekniske egenskaper:

- Størrelse, både i nominell effekt og tilgjengelig energi
- Utladningstid, som avhenger av energi-til-effekt raten
- Levetiden til systemet, eller antall tilgjengelige sykluser
- Responstid
- Virkningsgrad
- Degradering over tid (som reduserer virkningsgrad)
- Fysisk størrelse og vekt kan også ha en betydning (mindre relevant for stasjonær energilagring)

For å sammenligne de ulike teknologiene opp mot hverandre, ser vi på varighet mot nominell effekt. Dette gir informasjon om hvorvidt en teknologi passer best til å levere store mengder energi over lange perioder, eller mindre mengder energi over kortere perioder. Ulike tjenester har behov for ulike kombinasjoner av disse egenskapene, som vi skal se nærmere på i kapittel 5.2. Figur 3.7:7 gir en oversikt over hvor de valgte teknologiene befinner seg på skalaen. Utfyllende tekniske egenskaper til hver teknologi med kilder finnes i vedlegg 9.3.

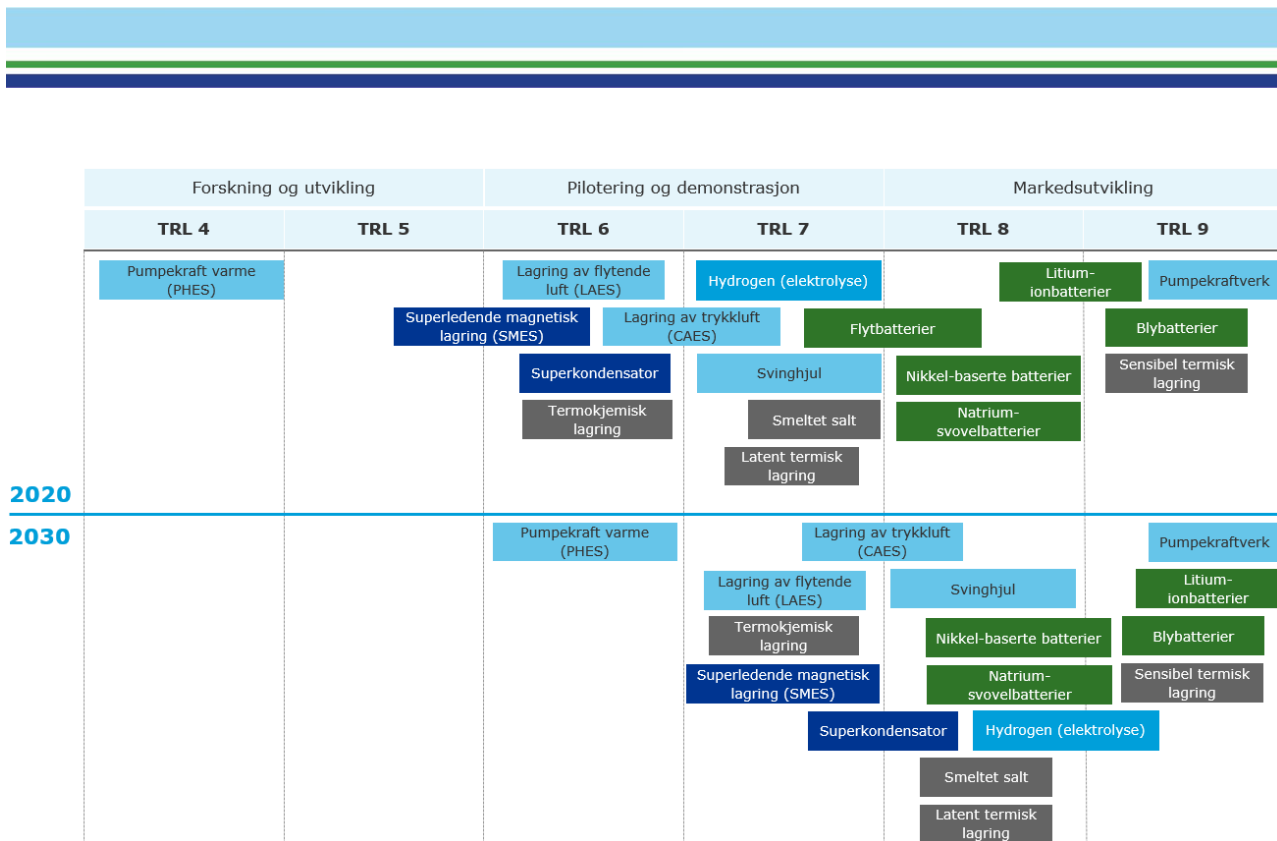


**Figur 3.7: Nominell effekt og varighet for teknologier (flere kilder, se vedlegg 9.3)**

### 3.1.4 Teknologimodenhet

For å si noe om hvor moden en teknologi er, er det vanlig å ta i bruk en TRL-skala (technology readiness level) som går fra én til ni. En teknologi med TRL-nivå én er helt i starten av forskningsstadiet, mens en teknologi med TRL-nivå ni anses for å være teknologisk moden. En viktig ting å merke seg er at TRL-skalaen ikke skiller på ulike grader av kommersiell modenhet. Skalaen for kommersiell modenhet går fra 1-6, og nivå 2 er på TRL 9 (ref. Commercial Readiness Index).

Figur 3.8: viser TRL-nivå for de ulike teknologiene, i dag og forventet nivå i 2030. For dagens TRL-nivå har vi tatt utgangspunkt i følgende kilder: (DOE, 2019), (European Commission, 2019). For utvikling frem mot 2030, har vi brukt følgende kilder: (DOE, 2019), (IRENA, 2017). Det bør merkes at det er knyttet stor usikkerhet til TRL-nivå i 2030, spesielt for teknologier med et lavt TRL-nivå i dag.



**Figur 3.8: TRL-nivå i dag og 2030 (DOE, 2019), (European Commission, 2019), (IRENA, 2019)**

Det forventes i liten grad videreutvikling av batteriteknologier som er forbigått av litium-ion, slik som nikkel-baserte batterier, natrium-svovlbatterier og blybatterier. Heller ikke for pumpekraftverk eller sensibel termisk lagring forventes store forbedringer da det er modne teknologier allerede i dag, selv om en viss grad av effektivisering og nyvinning kan tenkes.

For TRL-nivå i 2030 har vi ikke klart å finne gode kilder på termisk lagring (termokjemisk og latent), superkondensator, superledende magnetisk lagring (SMES) eller pumpekraft varme (PHES). For å si noe om forventet utvikling, har vi derfor benyttet oss av intern ekspertise i DNV GL.

## 3.2 Kort beskrivelse av teknologiene

Under følger en kort beskrivelse av de ulike teknologiene, samt viktige fordeler og ulemper ved hver enkelt teknologi. Dette, sammen med den overordnede sammenligningen, legger grunnlaget for hvilke teknologier som ansees som mest relevante å ta med videre i studien. Mer detaljerte beskrivelser av hver teknologi finnes i vedlegg 9.1.

Informasjon om teknologiene er hovedsakelig hentet fra følgende kilder, dersom ikke annet er oppgitt: (EASE, u.d.), (Energy Storage Association, u.d.), (European Commission, 2019) og intern ekspertise i DNV GL. Utfyllende kilder per teknologi finnes i vedlegg 9.1.

### 3.2.1 Mekanisk energilagring

Mekanisk energilagring er teknologier som utnytter forskjeller i potensiell energi, bevegelsesenergi eller trykk for å kunne generere elektrisk energi. Eksempler er pumpekraft, der elektrisitet brukes til å pumpe vann opp i magasiner som tilfører vannet potensiell energi, eller svinghjul, der elektrisitet overføres til bevegelsesenergi i en rotor. Mekanisk energilagring, og da mer spesifikt pumpekraft, er per i dag den mest utbredte formen for energilagring globalt (i installert kapasitet). Tabell 3.1 beskriver kort de vanligste formene for mekanisk energilagring, og deres fordeler og ulemper.

**Tabell .3.1: Mekanisk energilagring**

Teknologi	Kort beskrivelse	Fordeler	Ulemper
<b>Pumpekraftverk</b>	Elektrisk energi lagres som potensiell energi ved å pumpe vann fra et nedre til et høyere reservoar. Forskjellen i potensiell energi brukes til å drive en generator og generere elektrisitet ved behov.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moden og utprøvd teknologi med høy levetid og lite krav til vedlikehold som egner seg godt til langvarig energilagring.</li> <li>• Kan installeres ved eksisterende reservoarer, noe som minimerer investeringskostnaden.</li> <li>• Fleksibel, rask responstid, lang utladingstid og enkel lastovervåking (for systemer med variabel hastighet).</li> <li>• Relativt høy tur-retur effektivitet på 80%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geografisk begrenset, som vil kunne øke investeringskostnadene på sikt på grunn av færre egnede lokasjoner.</li> <li>• Miljøkonsekvenser, både i form av naturinngrep ved utbygging av nye magasiner, og i form av potensielt store variasjoner i vannmengder og økosystemer når vannet skal pumpes fra ett reservoar til et annet.</li> <li>• Mange av de samme tjenestene pumpekraftverk tilbyr kan leveres ved å regulere vannføringen i eksisterende vannkraftverk.</li> </ul>
<b>Pumpekraft med varme</b> («Pumped Heat Electrical Storage», PHES)	Elektrisitet driver en varmepumpe som pumper varme fra et kaldt lager (omgivelsene) til et varmt lager. For å utnytte energien reverseres varmepumpen, absorberer varme fra det varme lageret, frigir varme til det kalde lageret og produserer mekanisk arbeid som driver en generator som produserer strøm.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lave investeringskostnader fordi det bruker grus som lagringsmateriale.</li> <li>• Lave energitap.</li> <li>• Kan lagre og frigi store mengder energi på kort tid.</li> <li>• Lav miljøpåvirkning.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Teknologien er fortsatt i en forsknings- og utviklingsfase.</li> </ul>
<b>Lagring av trykkluft</b> («Compressed Air Energy Storage», CAES)	Elektrisitet brukes til å komprimere luft og lagre den i et trykkreservoar under bakken eller i trykksatte tanker over bakken. Trykkluft varmes opp og konverteres tilbake til elektrisitet gjennom en ekspansjonsturbin som driver en generator.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mulighet for lagring i stor skala, og over lange perioder.</li> <li>• Ubegrenset antall sykluser og høy levetid.</li> <li>• Høy fleksibilitet og rask responstid.</li> <li>• Nyere teknologier fjerner behovet for fossile brensler, noe som reduserer utslipp og øker effektiviteten.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geografisk begrenset til områder med underjordiske huler. Dette gjelder ikke nyere teknologi slik som isotermisk prosess og lagring i tanker over bakken.</li> <li>• Lav tur-retur effektivitet (for konvensjonell teknologi). Effektiviteten øker for nyere teknologier.</li> <li>• Relativt kompleks og kostbar teknologi.</li> </ul>
<b>Lagring av flytende luft</b> («Liquid Air Energy Storage», LAES)	Elektrisitet brukes til å avkjøle luft til væskeform som lagres i isolerte tanker. Re-gassifisering (ved hjelp av romtemperatur eller spillvarme) gjør at volumet utvider seg, som brukes til å drive en turbin og generere elektrisitet.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Komponentene kan skaleres uavhengig av hverandre.</li> <li>• Ikke lokasjonsavhengig.</li> <li>• Spesielt egnet for industri med tilgang til høykvalitets spillvarme eller -kulde.</li> <li>• Lang levetid og lav energikostnad (LCOE).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relativt lav tur-retur effektivitet på rundt 40-50%. Denne kan derimot økes betraktelig ved bruk av høykvalitets spillvarme og/eller -kulde, opp imot 100%.</li> <li>• Mangel på operasjonelle anlegg i stor skala.</li> </ul>
<b>Svinghjul</b>	Roterende mekanisk enhet drevet av en motor som lagrer rotasjonsenergi (kinetisk). Elektrisitet genereres ved å redusere rotasjonshastigheten på rotoren, og bruke denne energien til å drive en generator.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubegrenset antall sykluser og lang levetid.</li> <li>• Ikke lokasjonsavhengig, men monteres ofte under bakken.</li> <li>• Rask responstid, egner seg godt for høy-effekt/lav-energi anvendelser som krever mange sykluser.</li> <li>• Bidrar med treghet.</li> <li>• Neglisjerbar miljøskade og ingen brannrisiko (men risiko knyttet til roterende masse).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høy selv-utlading og høyt energitap på grunn av tap i flere ledd.</li> <li>• Høye investeringskostnader.</li> <li>• Mye støy.</li> <li>• Begrensede anvendelser sammenlignet med batterisystemer: begrenset til tjenester med kort varighet.</li> </ul>

Det finnes også flere teknologier som er i forsknings- og utviklingsstadiet, men som vi ikke går nærmere inn på i denne studien. Eksempler på noen nye og innovative teknologier er:

- **Videreutvikling av pumpekraftverk:** I tillegg til å hente vann fra et nedre reservoar, kan vannet også hentes fra havet (marine pumpekraftverk) eller fra et underjordisk hulrom slik som kunstige reservoarer, geologiske reservoarer, tidligere gruver og annet (underjordiske pumpekraftverk). Dette gjør det mulig å etablere pumpekraftverk på en rekke steder som tidligere var uegnede lokasjoner.
- **Videreutvikling av lagring av trykkluft:** Konvensjonell lagring av trykkluft under bakken er avhengig av en forbrenningsprosess for å varme opp trykkluften før ekspansjon. Nyere teknologier kan gjenvinne kompresjonsvarmen ved at den lagres termisk, såkalt adiabatisk lagring av trykkluft (A-CAES), noe som øker effektiviteten. En annen videreutvikling er isotermisk lagring på overflaten i tanker, som har høyere energieffektivitet, er modulær og ikke geografisk begrenset.
- **Energilagring i marin ballast:** Ballast (vekt) festes til en flytende plattform som er tilkoblet strømmettet. Energien lagres ved at vekten heises opp av en elektrisk motor, og tømmes ved at vekten senkes samtidig som den driver en generator.
- **Alternativ lagring av potensiell energi:** Flere oppstartsselskaper ser nå på å lagre overskuddskraft fra fornybar produksjon ved hjelp av gravitasjonskraft. Et eksempel er selskapet Gravitricity, som ønsker å heve og senke tunge lodd i gamle gruvesjakter (Gravitricity, u.d.). Et annet eksempel er Energy Vault, som vil bruke overskuddskraft til å bygge høye tårn av vekter, som slippes ned igjen for å generere elektrisitet (Energy Vault, u.d.).

### 3.2.2 Elektrokjemisk energilagring

Elektrokjemisk energilagring er i hovedsak batterier. Batterier består av en eller flere galvaniske celler som kan konvertere kjemisk energi til elektrisk energi, og det finnes en rekke ulike batteriteknologier avhengig av hvilke kjemiske stoffer som inngår i prosessen. De vanligste typene oppladbare batterier, er litium-ionbatterier, blybatterier, nikkell-baserte batterier, natrium-svovel batterier, og flytbatterier (engelsk: redox flow batteries).

Både i mobile og stasjonære energilagringssystemer er det litium-ionbatterier som dominerer, med en markedsandel på 90 prosent av nye stasjonære batterier (IRENA, 2019) og 95-99 prosent av elektriske biler (DNV GL, 2019). Dette skyldes i stor grad at litium-ionbatterier har egenskaper som gjør dem spesielt attraktive i forbrukerelektronikk og elbiler, og at disse bransjene har vært med på å drive prisene kraftig ned: Fra 2010 til 2019 falt kostnadene med 87 prosent, og denne trenden ser ut til å fortsette (BloombergNEF, 2019). DNV GL framskriver at kostnadene faller med ytterligere 67 prosent fra 2020 til 2035 (fra 156 \$/kWh til 52 \$/kWh), basert på en forventet økning i installert kapasitet fra 2,45 GW til 73 GW over den samme perioden (DNV GL, 2020).

Nye og eksisterende batterikjemier må dermed konkurrere med en teknologi der det forventes kontinuerlig reduksjon i kostnader, ytterligere forbedringer i energitetthet, vekt og volum, og der det allerede finnes en godt etablert infrastruktur for produksjon globalt. Nylig lanserte også Tesla storslåtte planer som, hvis de realiseres, vil løfte litium-ionbatterier enda et hakk: kostnadene på batteriene og produksjon skal reduseres med henholdsvis 56 og 69 prosent, og rekkevidden per vekt skal reduseres med 54 prosent – alt i løpet av to til tre år (Irvine & Rinaldo, 2020).

Det er likevel flere utfordringer knyttet til litium-ionbatterier, både i form av ressursbruk, toksisitet og brannrisiko. Eksempelvis er to av de viktigste råmaterialene nikkell og kobolt, som ikke er utømmelige ressurser. I dag er forsyningen av disse materialene begrenset til et utvalg land, og spesielt kobolt er en utfordring da over halvparten av verdens produksjon kommer fra Den demokratiske republikken Kongo, og det har vært mye debatt knyttet til miljømessige og etiske forhold i utvinningen av metallet (GEMC, u.d.).

Det forskes derfor nå på flere batterityper som forsøker å omgå utfordringene knyttet til konvensjonelle litium-ion batterier, i tillegg til ytterligere forbedringer av andre batteriteknologier. De fleste av disse er fortsatt på et tidlig forskningsstadium, og vi går derfor ikke nærmere inn på disse i denne studien. Noen eksempler å trekke fram er likevel:

- **Faststoffbatterier:** Faststoffbatterier bruker et fast stoff i stedet for flytende elektrolytt, noe som gir en rekke fordeler slik som økt energitetthet, økt virkningsgrad, økt levetid, lavere risiko for brann, og potensielt raskere responstid. De er fortsatt i tidligfase forskning og utvikling, men viser lovende egenskaper (DNV GL, 2019).
- **Kobolt-frie batterier:** Forskere ved Universitetet i Texas skal ha utviklet et litium-ionbatteri som bruker nikkell i stedet for kobolt i katoden, og SVOLT i Kina har uttalt at de nå skal produsere kobolt-frie batterier til elbil markedet med høyere energitetthet (Hall, 2020). Det ryktes også at Tesla har planer om å produsere Model 3 i Kina med kobolt-frie batterier, nærmere bestemt LFP («Lithium-iron phosphate») (Reuters, 2020), og på Tesla «battery day» ble det lagt frem planer om å produsere batterier med kobolt-frie katoder. Kinesiske BYD lanserte også nylig to elbilmodeller med LFP-batterier, og er i gang med drift av en ny LFP-fabrikk i Brasil (BYD, 2020).
- **Litium-svovelbatterier:** Flere aktører forsker nå på å utvikle litium-svovel batterier, blant annet norske Morrow Batteries, som sies å ha lavere fotavtrykk, lavere produksjonskostnader og høyere energitetthet enn dagens litium-ion batterier (Valmøt, 2020).
- **Saltvannsbatterier:** I saltvannsbatterier erstattes litium med en konsentrert saltløsning, og produsenter lover lengere levetid, lavere brannrisiko, mindre fotavtrykk og enklere resirkulering. Flere selskaper har hentet inn kapital for å videreutvikle teknologien, men fremtiden til saltvannsbatterier er fortsatt usikker. I 2017 gikk for eksempel selskapet Aquinon, en produsent og leverandør av batteriteknologien, konkurs (Narsh, Jacob, 2020).
- **Batterier uten tungmetaller:** IBM rapporterer å ha utviklet en ny batteriteknologi som utvinner materialer fra saltvann, og som ikke er avhengig av tungmetaller som nikkell og kobolt. Ifølge IBM har denne teknologien en rekke fordeler sammenlignet med dagens litium-ion batterier: lavere produksjonskostnader, raskere opplading, høyere energitetthet, og liten brannrisiko. De jobber nå med blant annet Mercedes-Benz og andre for å utvikle teknologien til kommersielle batterier som kan brukes i elbilmarkedet (Na, 2019).
- **Sandbatterier:** Flere aktører forsker på å erstatte grafitten i anoden med silikon, blant annet fra sand, som har høyere kapasitet og kan øke levetiden til batteriene. Start-up Silanano er en av aktørene som forsøker å kommersialisere teknologien, med investorer som Daimler og BMW (Hall, 2020).
- **Resirkulering og gjenbruk av batterier:** De siste årene har det blitt et stadig større fokus på resirkulering og gjenbruk av brukte batterier. Tesla lanserte blant annet planer om å satse på resirkulering av batterier på sin «battery day», og Hydro og Northvolt har inngått samarbeid om resirkulering av elbilbatterier i Norge (Hydro, 2020). Flere prosjekter ser også på å gjenbruke



elbilbatterier til stasjonære lagringsformål. Dette er en attraktiv løsning da flere bruksområder for stasjonær lagring ikke har like strenge krav til effekt og energitetthet som elbiler.

Tabell 3.2 beskriver kort de vanligste batteriteknologiene, og deres viktigste fordeler og ulemper. En oppdatert liste over produsenter (globalt) av ulike batteriteknologier finnes på Battery Industry under «Directory»: <https://batteryindustry.tech>. Her finnes også liste over leverandører av batterisystemer, mineraler og metaller, og resirkuleringsteknologi.

**Tabell 3.2: Elektrokjemisk energilagring**

Teknologi	Kort beskrivelse	Fordeler	Ulemper
<b>Blybatteri</b>	Blybatterier er en moden og robust batteriteknologi som i hovedsak brukes til motorstart for kjøretøy. De kan også brukes i UPS-systemer ettersom de leverer store mengder effekt, men har stor miljøpåvirkning.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moden, billig og lett å produsere.</li> <li>• Lav selvutlading.</li> <li>• Lite behov for vedlikehold.</li> <li>• Høye utladingsrater.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lav energitetthet.</li> <li>• Begrenset antall sykluser.</li> <li>• Høy miljøpåvirkning (bly er giftig, og syre kan skade miljøet).</li> <li>• Termisk lekkasje og produksjon av hydrogen kan forårsake eksplosjonsfare.</li> </ul>
<b>Nikkel-kadmium-batteri (Ni-Cd)</b>	Ni-Cd batterier brukes ofte i forbrukerelektronikk som krever jevn strømtilførsel. De er svært robuste og egner seg godt i områder der temperaturvariasjoner er en bekymring.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moden og billig teknologi.</li> <li>• Robust, tåler drift under ekstreme forhold</li> <li>• Høyt antall sykluser (opp til 2000 sykluser).</li> <li>• Rask opplading.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lav energitetthet og virkningsgrad enn litium-ion.</li> <li>• Høy selvutlading (10% per måned)</li> <li>• Klassifisert som miljøfarlige.</li> <li>• Høy grad av 'hukommelseseffekt', som forårsaker tap av kapasitet dersom man ikke kjører en full syklus med jevne mellomrom.</li> </ul>
<b>Nikkel-metallhydrid-batteri (NiMH)</b>	NiMH batterier er et mer miljøvennlig alternativ til Ni-Cd batterier, med høyere energitetthet og lenger levetid. Imidlertid er det ikke like robust, og har også en høyere selvutladingsrate.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høy energitetthet, selv om visse litium-ion teknologier er bedre.</li> <li>• Tryggere kjemisk sammensetning enn litium-ion.</li> <li>• Holdbar, god ytelse over et bredt spekter av temperaturer.</li> <li>• Høyt antall sykluser (opp til 3000 sykluser)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dårligere ytelse etter rundt 200-300 sykluser, ekstra utsatt ved mange «dype» sykluser og høye belastninger.</li> <li>• Svært høy selvutlading (20% per måned).</li> <li>• Noe grad av hukommelseseffekt.</li> </ul>
<b>Litium-ion-batteri</b>	Litium-ionbatterier er den foretrukne batteriteknologien for de fleste applikasjoner i dag, grunnet høy energitetthet, høy virkningsgrad, lang levetid, og etter hvert også lave kostnader. Dagens teknologi har likevel noen utfordringer knyttet til sikkerhet og miljøfaktorer, og det foregår massiv forskning på nye kjemier for å løse disse utfordringene, slik som for eksempel faststoff og litium-svovel.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modulær</li> <li>• Høy energitetthet</li> <li>• Høy virkningsgrad</li> <li>• Lite behov for vedlikehold</li> <li>• Fallende kostnader</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risiko for brann under ekstreme forhold, spesielt utsatt for høye temperaturer.</li> <li>• Sosiale og miljømessige utfordringer knyttet til ressursbruk, spesielt kobolt og nikkell.</li> <li>• Redusert kapasitet grunnet aldring og «dype» sykluser.</li> <li>• Resirkulering ved endt levetid er fortsatt kompleks og kostbar.</li> </ul>
<b>Natrium-svovel-batteri (NaS)</b>	NaS batterier er den markedsledende teknologien innen høytemperaturbatterier, med elektroder av flytende svovel og natrium skilt av en fast elektrolytt. Batteriene har høy energitetthet og virkningsgrad, men må opereres på høye temperaturer.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høy energitetthet</li> <li>• Høyt antall sykluser</li> <li>• Store mengder installert kapasitet, med vellykket drift.</li> <li>• Rask responstid.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Begrenset antall leverandører.</li> <li>• Må opereres ved høye temperaturer (300-350 °C).</li> <li>• Batteriene tåler kun å kjøles ned et par ganger i løpet av levetiden, hvis ikke reduseres levetiden betraktelig.</li> <li>• Kan levere mye energi, men begrenset med effekt på grunn av lav utladingsrate.</li> </ul>

Teknologi	Kort beskrivelse	Fordeler	Ulemper
<b>Flytbatteri</b>	Flytbatterier, eller strømningsbatterier, er en alternativ form for elektrokjemisk lagring og kan deles inn i tre kategorier: redoks, hybrid og membranfrie flytbatterier. Redoks er det vanligste, og det vi fokuserer på videre. Her lagres flytende elektrolytter i separate tanker, som strømmer gjennom et batteri under lading og utlading. Dette gjør at energi og effekt er uavhengige av hverandre, som er en av hovedfordelene til flytbatterier.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energi og effekt er uavhengige av hverandre, så du kan øke energikapasiteten uten å øke effekten.</li> <li>Høyt antall «dype» sykluser mulig (&gt;20000 over 20 år)</li> <li>Lavere brannrisiko enn litium-ion.</li> <li>Enkel og billig resirkulering ved endt levetid.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lavere energitetthet og virkningsgrad enn litium-ion.</li> <li>Lang responstid.</li> <li>Begrenset antall installasjoner i multi-MWh skala, sammenlignet med konkurrerende teknologier.</li> <li>Høyere krav til vedlikehold.</li> </ul>

### 3.2.3 Elektrisk energilagring

Elektrisk energilagring er direkte lagring av elektrisitet, enten i kondensatorer eller superledere. Det er som oftest snakk om lagring i korte tidsrom, og er en lite utbredt form for energilagring. Tabell 3.3 gir en kort beskrivelse av teknologiene, og deres viktigste fordeler og ulemper.

**Tabell 3.3: Elektrisk energilagring**

Teknologi	Beskrivelse	Fordeler	Ulemper
<b>Superkondensator</b>	En superkondensator er en kondensator med høy kapasitet, der energien lagres i form av et elektrostatisk felt. Fordi det ikke kreves kjemiske reaksjoner, oppnås en svært høy virkningsgrad og rask responstid.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Høy effektitetthet.</li> <li>Høy virkningsgrad.</li> <li>Rask responstid.</li> <li>Høyt antall sykluser.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lav energitetthet – lagerkostnad per energienhet er høy.</li> <li>Høy grad av selvutlading.</li> <li>Begrenset antall produsenter og dyr teknologi.</li> </ul>
<b>Superledende magnetisk energilagring</b> («Superconducting Magnetic Energy Storage», SMES)	Energi lagres i et magnetisk felt som oppstår ved å kjøre likestrøm gjennom en superledende, avkjølt spole. Når den først er ladet opp, kan energien lagres i ubestemt tid. SMES er mest aktuelt for bruk ved momentane feil i strømmettet.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rask responstid: kan frigjøre flere MW innen en brøkdel av en syklus.</li> <li>Energitalpet er omtrent null.</li> <li>Ingen bevegelige deler.</li> <li>Miljøvennlig.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Behov for dyre nedkjølingsapparater og høy strømtilførsel for å opprettholde lav temperatur.</li> <li>Kun mikro- til småskala enheter, større enheter vil kreve betydelig areal til spolen.</li> <li>Ikke-superledende teknologier forbedres.</li> </ul>

### 3.2.4 Kjemisk energilagring

I kjemisk energilagring lagres energi ved å omdanne energi til kjemikalier. Kjemisk energilagring i form av hydrogenproduksjon fra strøm, såkalt strøm-til-hydrogen, blir sett på som en viktig nøkkel i et fornybart energisystem da det kan utnytte overskuddskraft fra fornybar produksjon til å lagre energi over lange perioder. Hydrogen kan deretter re-elektrifiseres ved hjelp av en brenselcelle for å tilføre elektrisitet i perioder med lite produksjon. Denne re-elektrifiseringsprosessen er derimot lite energieffektiv, med en tur-retureffektivitet på rundt 30-35%. Hydrogen kan derimot brukes som en lavutslipps energibærer i en rekke andre sektorer, slik som drivstoff i transport, oppvarming av bygg eller til direkte bruk i industrien – såfremt hydrogenet er produsert med minimale utslipp. I tillegg kan produksjon av hydrogen fra strømmettet brukes som en fleksibel last, dersom det er tilstrekkelig med fleksibilitet i produksjonen og lagringskapasitet.

Andre former for strøm-til-X, der hydrogen konverteres til andre kjemikalier, er ammoniakk, metan, metanol eller syntetiske drivstoff. Disse kan erstatte hydrogen i enkelte bruksområder, og har en rekke fordeler og ulemper sammenlignet med rent hydrogen.

Tabell 3.4 gir en kort beskrivelse av de ulike teknologiene for kjemisk energilagring, og deres viktigste fordeler og ulemper. Det er her lagt større fokus på hydrogen, fordi hydrogen kan bistå med energilagringstjenester med større energivolum enn batterier. Hydrogen vil også kunne bidra med lav- eller nullutslipps elektrisitetsproduksjon med høy forsyningssikkerhet på samme måte som naturgass, kull og olje i land uten store vannkraftreserver. I tillegg kan hydrogen også spille en viktig rolle i enkelte industri- og transportsektorer som ikke lett lar seg elektrifisere.

**Tabell 3.4: Kjemisk energilagring**

Teknologi	Beskrivelse	Fordeler	Ulemper
<b>Strøm-til-hydrogen</b>	<p>Hydrogen kan produseres enten fra reformering av naturgass, forgassing av olje eller gass, eller fra elektrolyse av vann ved hjelp av strøm. Her fokuserer vi på elektrolyse.</p> <p>For energilagringsformål brukes hydrogen typisk til sesonglagring, som kan konverteres tilbake til strøm ved behov. Hydrogen kan også brukes til andre formål, slik som drivstoff i transportsektoren, oppvarming av bygg og i industriprosesser.</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Kan transporteres over lange avstander, for eksempel i tanker eller via gassnettverk.</li><li>• Mulighet for lagring over lange perioder (sesonger).</li><li>• Høy energitetthet.</li><li>• Hydrogen produsert fra fornybar kraft kan brukes til å dekarbonisere flere sektorer.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Lav volumetrisk tetthet.</li><li>• Ekstremt brannfarlig.</li><li>• Lav virkningsgrad når det konverteres tilbake igjen til strøm (typisk 30-35% tur-retur-effektivitet) med begrensede anvendelser i strømmettet.</li><li>• Prisen på hydrogen produsert fra elektrolyse avhenger i stor grad av strømprisen (typisk 70-75% av prisen).</li></ul>
<b>Andre strøm-til-X</b>	<p>Konvertering av hydrogen og andre komponenter til eksempelvis ammoniakk, metanol, metan, eller syntetiske drivstoff.</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ofte enklere og mer kostnadseffektivt enn å transportere hydrogen (komprimert eller nedkjølt, LH2) på grunn av høyere volumetrisk tetthet.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Flere av teknologiene er fortsatt i forsknings- og utviklingsfase.</li><li>• Lavere energitetthet.</li></ul>

### 3.2.5 Termisk energilagring

Termisk energilagring innebærer å lagre energi som varme eller kulde i termisk masse, og kan lagres i både fast og flytende form. Energien kan konverteres tilbake til elektrisitet, men termisk lagring er mest aktuelt når energien kan utnyttes direkte som termisk energi ved et senere tidspunkt.

Dersom det legges til rette for å utnytte den termiske energien direkte, kan termisk energilagring være et kostnadseffektivt alternativ til lagring. Eksempelvis kan termisk energilagring bidra med fleksibilitet ved å redusere behovet for elektrisitet til oppvarming i høylasttimer (gjennom fjernvarme).

Overskuddsvarme fra en rekke industriprosesser kan teknisk sett lagres, også med varmpumper, i akkumulatortanker for senere bruk. Overskuddskraft fra fornybar produksjon kan også brukes til å varme opp eller kjøle ned et medium som senere kan brukes direkte til oppvarming eller nedkjøling når produksjonen er lav. De fleste kjøpesentre, mat- og fryselager og datasentre kan også akkumulere termisk energi i kjølesystemene, hvor treggheten og lageret i systemet kan utnyttes for fleksibilitet ved å justere effektbehovet opp eller ned.

Tabell 3.5 gir en kort beskrivelse av de vanligste formene for termisk energilagring, og deres viktigste fordeler og ulemper.

**Tabell 3.5: Termisk energilagring**

Teknologi	Beskrivelse	Fordeler	Ulemper
<b>Smeltet salt</b>	Smeltet salt varmes opp og lagres i en tank ved 500-600°C. Varmeenergien kan konverteres til damp og brukes i konvensjonell elektrisitetsproduksjon. Benyttes hovedsakelig sammen med konsentrert solenergi.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Med en godt isolert tank kan energien lagres lenge</li> <li>Saltet har høy volumetrisk varmekapasitet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En trenger svært høye temperaturer og intens solstråling, noe som gjør teknologien avhengig av lokasjon og uegnet for steder med svakere solforhold</li> <li>Konstruksjonen er komplisert og dyr, og isolering av høytemperaturtanken er kostbart, samt et en må sørge for at saltet aldri kommer under frysepunktet som er over 200°C.</li> <li>Det trengs store volumer for å lagre nok varme til å kunne drive elproduksjon i perioder uten sol.</li> </ul>
<b>Sensibel termisk energilagring</b>	Lagringsprosessen går ut på at et materiale blir varmet opp eller nedkjølt uten at det gjennomgår en faseendring for å lagre varme eller kulde. Vanligvis benyttes vann som lagringsmetode, men stein, leire, sand og jord kan også benyttes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Svært enkel, billig og forutsigbar lagringsmetode</li> <li>Lagringsmaterialet er lett tilgjengelig og har lang levetid. Det er dermed mulig med store lagringsvolumer og lagring over tid (men med varmetap).</li> <li>Moden teknologi</li> <li>Rask lading og utlading</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lagringskapasiteten er relativt lav, og det trengs store volumer av lagringsmaterialet</li> <li>Responstiden kan være lang</li> <li>Varmetapet over tid kan være betydelig (avhengig av isolasjonsnivå)</li> </ul>
<b>Latent termisk energilagring</b>	Latent termisk energi blir frigitt eller absorbert av et faseendringmateriale (PCM) gjennom en prosess som foregår ved konstant temperatur og endring av materialets fase (størkning/smelting).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Høy volumetrisk lagringstetthet i forhold til sensibel lagring</li> <li>Mulighet for å transportere energien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Levetiden kan være begrenset på grunn av materialets faseendringssykluser eller korrosivitet</li> <li>Lav termisk konduktivitet</li> <li>Varmetap over tid kan være betydelig (avhengig av isolasjonsnivå)</li> </ul>
<b>Termokjemisk energilagring</b>	Her lagres varme i kjemiske bindinger. Dette foregår gjennom en reversibel kjemisk reaksjon som absorberer varme og lagrer den i kjemiske bindinger i produktet. Når reaksjonen blir reversert frigis varmen. Det vanligste eksempelet på dette er hydrering av salter.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lagringskapasiteten til lagringsmaterialet per masse og volum er høy (ca 10 ganger så høy som sensibel lagring med vann)</li> <li>Lave varmetap fordi lagringen skjer i romtemperatur</li> <li>Mulighet for lagring over lang tid</li> <li>Mulighet for å transportere energien over lange distanser</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Høye investeringskostnader</li> <li>Systemets levetid kan være kort på grunn av nedbryting av reaktanter</li> <li>Teknisk komplekst</li> <li>Fremdeles i en forsknings- og utviklingsfase</li> </ul>

### 3.2.6 Fleksibelt forbruk

Mye av dagens effektuttak kan forskyves noen minutter eller timer med minimal effekt på sluttbrukerens komfort. Det kan imidlertid ha stor, positiv påvirkning på forsyningssikkerheten da det bidrar til å avlaste strømmettet i topplasttimer. Forbrukerfleksibilitet, eller 'demand side response' (DSR), innebærer å redusere eller øke el-forbruket i perioder for å tilpasse tilstanden i strømmettet. På denne måten kan laster som allerede finnes i verdikjeden brukes til mange av de samme formålene som konvensjonell energilagring, og ofte til en brøkdel av kostnaden<sup>3</sup>. Dette kan være både på industrinivå med større laster, eller på husholdningsnivå med mindre laster som elektriske biler eller oppvarming.

Med økt grad av elektrifisering, digitalisering og smarte styringssystemer forventes det at forbrukerfleksibilitet vil bli et stadig viktigere alternativ til fleksibilitet. Spesielt elbiler vil være en stor del av bildet, og i 2032 anslås det at halvparten av alt nybilsalg<sup>4</sup> globalt vil være elbiler (DNV GL, 2020). I Norge ligger denne andelen allerede i år på 48 prosent (Norsk elbilforening, 2020). Elbiler kan sees på som batterier på hjul med mange av de samme egenskapene som stasjonære litium-ionbatterier. I tillegg leveres de fleste elbiler i dag med smart styring (lading) som en integrert del, og DNV GL anslår at rundt 10% av batterikapasiteten til elbiler i Norge vil kunne bidra med fleksibilitet til kraftsystemet i 2050 (DNV GL, 2020). Det forventes også at elbiler vil kunne levere effekt til strømmettet i fremtiden, såkalt vehicle-to-grid (V2G), men dette er ikke nødvendig for at elbiler skal kunne bidra med fleksibilitet.

En annen potensielt viktig kilde til fleksibilitet, er oppvarming. Her kan elektrisk oppvarming blir flyttet i tid, eller elektrisitet kan brukes til å varme opp et medium (for eksempel vann) i lavlasttimer som brukes til oppvarming av bygg i høylasttimer. Ved å bytte ut elektrisk oppvarming med andre energiformer, slik som fjernvarme, vil man kunne redusere topplasten på vinterstid og dermed også behovet for nettinvesteringer. Fjernvarmeanlegg kan også samlokaliseres med annen termisk lagring for å optimalisere energibruken, som vi ser nærmere på i kapittel 5.1.

Også produksjon av hydrogen fra elektrolyse kan bidra med fleksibilitet ved å justere ned produksjonen ved behov (gitt at anlegget er tilknyttet noen form for lagringsmulighet). Hydrogenet kan i sin tur brukes videre i en rekke sektorer, slik som drivstoff for tyngre kjøretøy eller skip, i industriprosesser, som innsatsfaktor i syntetiske drivstoff, eller til oppvarming av bygg. Hydrogen kan også brukes for sesonglagring og videre til re-elektrifisering, riktignok med store energitap. Ved å bidra med fleksibilitetstjenester kan verdien på hydrogenproduksjonen økes, og dermed muligens redusere kostnaden for hydrogen.

Flere prosjekter i Norge er i gang med å teste forbrukerfleksibilitet i samspill med strømmettet, slik som NorFlex og FlexBuild. Hvorvidt ulike laster kan bidra med fleksibilitet avhenger imidlertid av reguleringer og tilgang på markedsplasser. Eksempelvis må mindre laster aggregeres opp til en viss størrelse for å kunne bys inn på fleksibilitetsmarkeder, noe som gjøres ved hjelp av en aggregator<sup>5</sup>.

<sup>3</sup> Investeringskostnadene er som oftest betydelig lavere, men forbrukerfleksibilitet krever tilgang til smarte styringssystemer, digitale plattformer og (for mindre laster) aggregatorer, som øker kostnadene.

<sup>4</sup> Personbiler

<sup>5</sup> En aggregator er en rolle i kraftmarkedet som samler opp (aggregerer) flere laster til en samlet pott, der denne potten tilbys inn i fleksibilitetsmarkedene. Dette er nødvendig fordi markedene stiller krav til minimum budstørrelse. I fjerde energimarkedspakke, «Clean Energy for all Europeans» stilles det krav om at systemoperatør, nettselskaper og fremtidige markedsløsninger skal legge til rette for forbrukerfleksibilitet, også gjennom aggregatorer.

### 3.3 Oppsummering

I kapittel 3 har vi gitt en overordnet innføring i de ulike energilagringsteknologiene, med viktige fordeler og ulemper. Mer detaljert informasjon om hver enkelt teknologi finnes i vedlegg 9.1. Vi har også sett på markedsstørrelser og forventet utvikling, tekniske egenskaper og teknologimodenhet, og kan trekke fram et par viktige hovedfunn:

- Litium-ionbatterier er den teknologien med størst potensiale frem mot 2030, mye drevet fram av forventede kostnadsreduksjoner. Det jobbes kontinuerlig med nye varianter og forbedringer av teknologien, særlig på hvordan å redusere brannrisiko og avhengighet av visse metaller, og spesielt faststoffbatterier og batteriteknologier uten kobolt blir interessant å følge med på i årene fremover.
- Langtidslagring, slik som flytbatterier og lagring av trykkluft, vil også ha stort potensiale lenger fram i tid.
- Pumpekraft er den teknologien med klart størst markedsandel i installert kapasitet på verdensbasis, og er en moden og velutprøvd teknologi. Den kan derimot ha høyt fotavtrykk, og det forventes i liten grad teknologi- eller kostnadsforbedringer framover (med unntak av videreutvikling av alternative former for pumpekraft).
- Flere batteriteknologier er nå forbigått av litium-ionbatterier, og det forventes i liten grad videreutvikling av disse. Dette gjelder blybatterier, nikkel-baserte batterier og natrium-svovel batterier.
- Hydrogen blir sett på som en stadig viktigere energibærer for dekarbonisering av flere sektorer, blant annet industri, transport og oppvarming. Produksjon av hydrogen via elektrolyse kan også bidra med fleksibilitet i strømmettet, og dermed øke verdien på hydrogen ytterligere. Re-elektrifisering av hydrogen er derimot mindre attraktivt på grunn av lav systemvirkningsgrad (rundt 35%).
- Termisk energilagring kan være en kostnadseffektiv form for energilagring dersom det legges til rette for å utnytte den termiske energien direkte, i stedet for å konvertere energien tilbake til strøm.
- Forbrukerfleksibilitet er forventet å bli en viktig bidragsyter for fleksibilitet framover, og kan brukes til mange av de samme formålene som konvensjonell energilagring (og ofte til en brøkdel av kostnaden).

Basert på dette, har vi filtrert ut en håndfull teknologier som vi anser som lite relevante å ta med videre i studien, se tabell 3.1. Merk at selv om noen teknologier velges ut her, betyr det ikke at de ikke vil kunne bli aktuelle for visse bruksområder.

**Tabell 3.6: Teknologier som filtreres ut i fase én**

<b>Teknologi</b>	<b>Begrunnelse for filtrering</b>
<b>PHES</b>	Begrenset tilgang til informasjon om egenskaper og kostander, lavt TRL-nivå, og kun ett prosjekt på verdensbasis (i drift i 2019). Det bør likevel noteres at PHES kan være en spennende teknologi å følge med på, kanskje spesielt for bruk i kraftkrevende industri med mye spillvarme.
<b>Blybatterier</b>	Forbigått av litium-ionbatterier, og har både lav energitetthet og høy miljøpåvirkning.
<b>Ni-Cd batterier</b>	Forbigått av litium-ionbatterier, og har både lav energitetthet lav og virkningsgrad, i tillegg til høy miljøpåvirkning.
<b>NiMH-batterier</b>	Forbigått av litium-ionbatterier, selv om de har lavere sikkerhetsrisiko. Har både høy degradering og høy selvutladingsrate, og lav energitetthet.
<b>NaS-batterier</b>	Har flere tekniske ulemper og få produsenter. Har ikke lyktes å bli skalert opp i samme skala som litium-ionbatterier, og det er liten indikasjon på at teknologien skal videreutvikles i stor grad.
<b>Superkondensator</b>	Høy grad av selvutlading og begrensede anvendelser i strømmettet. Mange av disse anvendelsene kan også dekkes av batterier, som er mer anvendelige.
<b>SMES</b>	Dyre komponenter og høyt energiforbruk kreves til nedkjøling. Begrensede anvendelser i strømmettet, som også kan dekkes av andre teknologier som er mer anvendelige. Lages foreløpig kun i mikrostørrelser, fordi større skalaer krever enorme arealer.
<b>Andre strøm-til-X</b>	Mange av kjemikaliene har samme bruksområder som hydrogen, og bruker hydrogen som innsatsfaktor i produksjon.
<b>Smeltet salt</b>	Komplisert og dyr konstruksjon som i stor grad brukes i forbindelse med konsentrert solenergi (sterk solstråling og høye temperaturer).

**Følgende teknologier tas dermed med videre i studien etter første filtrering:**

- Pumpekraft
- Lagring av trykkluft (CAES)
- Lagring av flytende luft (LAES)
- Svinghjul
- Litium-ionbatterier
- Flytbatterier
- Strøm-til-hydrogen
- Termisk lagring
- (Forbrukerfleksibilitet)

## 4 KOSTNAD- OG LIVSSYKLUSANALYSER

Dette kapittelet gir en oversikt over kostnader og miljøaspekter ved energilagringsteknologiene. I del én beregner vi 'levelized cost of energy' (LCOE) for teknologiene for ulike bruksområder, både i dag og med forventet kostnads- og teknologiutvikling mot 2030. I del to går i nærmere inn på livssyklusanalyser for teknologiene. Til slutt oppsummeres viktige funn, før vi konkluderer med hvilke teknologier vi velger å filtrere ut i fase to.

### 4.1 Levelized cost of energy (LCOE)

En mye brukt metode for å sammenligne kostnader for ulike produksjonsanlegg, er 'levelized cost of energy' (LCOE). LCOE er et mål på den gjennomsnittlige kostnaden over levetiden til et produksjonsanlegg, og sier noe om inntjeningen anlegget må ha per levert energi for å dekke kostnadene ved å bygge og drifte anlegget.

Flere anerkjente studier bruker LCOE til å beregne og sammenligne kostnader for ulike lagringsteknologier, blant annet Bloomberg NEF (BloombergNEF, 2019) og Lazard (Lazard, 2019). For å beregne LCOE for lagring, heretter betegnet 'levelized cost of storage' (LCOS), brukes følgende formel (ARPA-E, 2018):

$$LCOS \text{ [NOK/MWh]} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^N [OPEX(t) \cdot (1+r)^{-t}]}{\sum_{t=1}^N [\text{Levert energi}(t) \cdot (1+r)^{-t}]}$$
$$OPEX(t) = O\&M(t) + \left(\frac{1}{\eta_{RTE}} - 1\right) \cdot P_c \cdot \text{Levert energi}(t)$$

Parameterne er forklart i tabell 4.1. Det er viktig å merke seg at det ikke er hensiktsmessig å sammenligne LCOS på tvers av bruksområder og tjenester, da både driftskostnader og levert energi er sterkt avhengige av egenskapene til hver tjeneste. I tillegg vil hver tjeneste gi ulik nytteverdi til interessent(e), noe som ikke dekkes av disse beregningene. Dette ser vi nærmere på i kapittel 7 om økonomisk analyse gjennom noen eksempelcase.

**Tabell 4.1: LCOS-parametere**

Parameter	Definisjon	Antagelser
<b>LCOS (NOK/MWh)</b>	'Levelized cost of storage'	
<b>CAPEX (NOK)</b>	Total investeringskostnad	Se tabell 4.3
<b>N (år)</b>	Levetid	Se tabell 4.3
<b>r (%)</b>	Diskonteringsrente <sup>6</sup>	10% (ARPA-E, 2018)
<b>O&amp;M (NOK)</b>	Drifts- og vedlikeholdskostnader	Se tabell 4.3
<b>Levert energi (MWh)</b>	Levert energi fra lagringsenheten	Virkningsgraden er hensyntatt i levert energi
<b><math>\eta_{RTE}</math> (%)</b>	Tur-retur virkningsgrad	Se tabell 4.3
<b><math>P_c</math> (NOK/MWh)</b>	Gjennomsnittlig kraftpris, uten nettleie og MVA	35 NOK/MWh (42 NOK/MWh i 2030) <sup>7</sup>

<sup>6</sup> Diskonteringsrente er avkastningskrav på en investering justert for risiko. Diskonteringsrenten sier noe om den avkastningen eiere av lagringsenheten forventer å oppnå på investeringen som har blitt gjort. Jo større usikkerhet som er knyttet til fremtidig kontantstrøm, jo større er (som oftest) diskonteringsrenten.

<sup>7</sup> Dagens kraftpris er basert på gjennomsnittsprisen i Norge for 2019, hentet fra Montel. Den gjennomsnittlige kraftprisen i 2030 er hentet fra DNV GLs «Power Price Forecast» for Norge.



## 4.1.1 Antagelser

Siden LCOS for de ulike lagringsteknologiene avhenger av bruksområde, må vi definere hvilke bruksområder vi ønsker å studere. Tabell 4.2:2 viser en oversikt over fem vanlige bruksområder for energilagring (foran og bak måleren), typiske operasjonelle egenskaper ved disse, og relevante teknologier. Dette er basert på Lazard «Levelized cost of storage analyses – version 5.0» (Lazard, 2019) og prosjekterfaring fra DNV GL. De operasjonelle egenskapene per bruksområde er hentet fra Lazard, som igjen er basert på typiske data fra pågående og planlagte prosjekter (hentet fra industriundersøkelser).

Vi går i mer detalj på ulike bruksområder for lagring, og hvilke teknologier som egner seg til ulike bruksområder, i kapittel 5. Merk at vi her kun har tatt med de teknologiene som vi anser som relevante å se videre på etter fase én, se kapittel 3.3.

**Tabell 4.2: Utvalgte bruksområder for LCOS-analyse**

	Beskrivelse av bruksområde	Operasjonelle egenskaper	Relevante teknologier
Foran måleren	Stor-skala lastflytting	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effekt<sup>8</sup>: 100 MW</li> <li>Varighet<sup>9</sup>: 4 timer</li> <li>Energi<sup>10</sup>: 400 MWh</li> <li>Antall sykluser per år<sup>11</sup>: 350</li> </ul> <p><i>Eksempler: Optimal lastflyt, arbitrasje i engrosmarkedet, flytting av produksjon.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lagring av flytende luft</li> <li>Lagring av trykkluft</li> <li>Pumpekraft</li> <li>Litium-ion</li> <li>Flytbatteri</li> <li>Hydrogen</li> </ul>
	Flaskehals-håndtering	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effekt: 10 MW</li> <li>Varighet: 6 timer</li> <li>Energi: 60 MWh</li> <li>Antall sykluser per år: 25</li> </ul> <p>Frittstående system plassert i distribusjonsnettet som kan utsette eller unngå nettoppgraderinger ved å tilby fleksibel kapasitet og opprettholde stabilitet i nettet.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lagring av flytende luft</li> <li>Lagring av trykkluft</li> <li>Pumpekraft</li> <li>Litium-ion</li> <li>Flyt-batteri</li> </ul>
	System-tjenester til nett	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effekt: 100 MW</li> <li>Varighet: 1 time</li> <li>Energi: 100 MWh</li> <li>Antall sykluser per år: 350</li> </ul> <p><i>Eksempler: Frekvensregulering, spenningskvalitet</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fleksibelt forbruk (aggregert)</li> <li>Pumpekraft</li> <li>Svinghjul</li> <li>Litium-ion</li> <li>Flyt-batteri</li> </ul>
Bak måleren	Små-skala lastflytting	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effekt: 0,25 MW</li> <li>Varighet: 4 timer</li> <li>Energi: 1 MWh</li> <li>Antall sykluser per år: 350</li> </ul> <p><i>Eksempler: Reduksjon av effekttopper, økt egenkonsum, arbitrasje</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fleksibelt forbruk</li> <li>Litium-ion</li> <li>Termisk lagring</li> </ul>

<sup>8</sup> Den nominelle effekten for systemet

<sup>9</sup> Utladningstid for systemet

<sup>10</sup> Totalt, maksimalt energiinnhold i lagringssystemet. Beregnet fra effekt \* varighet.

<sup>11</sup> Antall dager lagringssystemet kjøres per kalenderår.

	Beskrivelse av bruksområde	Operasjonelle egenskaper	Relevante teknologier
Flaskehals-håndtering	Små-skala systemer som, hvis aggregert opp, kan brukes til flaskehals-håndtering i distribusjonsnettet gjennom lokale fleksibilitetsmarkeder.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Effekt: 1 MW</li> <li>• Varighet: 2 timer</li> <li>• Energi: 2 MWh</li> <li>• Antall sykluser per år: 25</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fleksibelt forbruk (aggregert)</li> <li>• Litium-ion</li> </ul>

Tabell 4.3 oppsummerer de tekniske egenskapene og kostnadene som er antatt for hver enkelt teknologi. En gjennomsnittlig valutakurs på 8,5 NOK/USD er brukt der kostnadene har vært oppgitt i USD.

**Tabell 4.3: Modelleringsantagelser på kostnader og tekniske egenskaper**

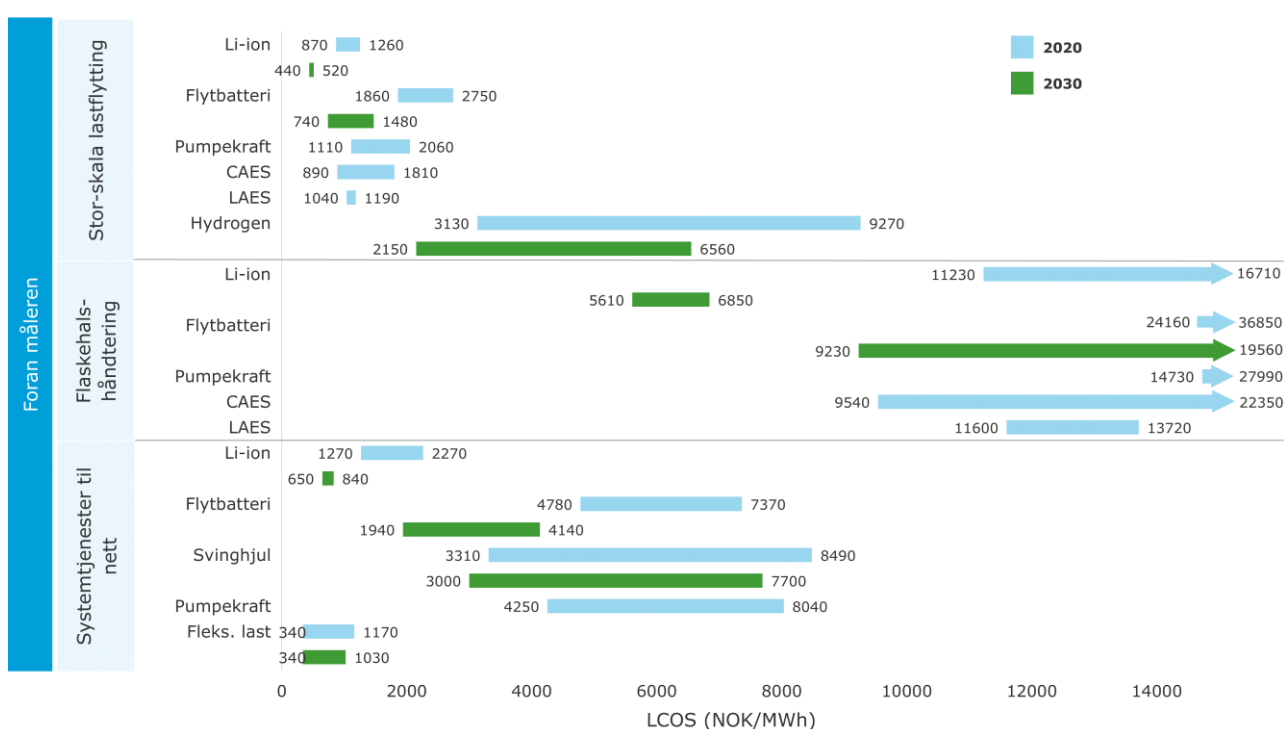
Parameter	Litium-ion	Flytbatteri	Svinghjul	CAES	LAES	Pumpekraft	Hydrogen	Termisk lagring	Fleksibelt forbruk
CAPEX (NOK/kW)	1050-2600	9180-13115	9180-24480	8930-21620	7780-9340	14450-27200	24735-75905	43-85	40-850
CAPEX (NOK/kWh)	1610-1890	1970-2810	-	-	435-525	-	206-312	255-340	-
CAPEX 2030 (NOK/kW)	480-590	3500-6940	9180-24480	8930-21620	7780-9340	14450-27200	14841-45543	43-85	40-425
CAPEX 2030 (NOK/kWh)	870-915	750-1490	-	-	435-525	-	124-187	255-340	-
OPEX (NOK/kW/år)	35-50	145-420	50	30	130-135	20-70	495-3040	9	100-300
$n_{RTE}$ (%)	83	70	86	60	60	85	35	75	90
$n_{RTE}$ 2030 (%)	90	80	88	70	60	85	40	75	90
Levetid (år)	15	15	20	50	30	80	20	10	20
Levetid 2030 (år)	20	20	30	50	30	80	20	10	20
Aldring (%/år)	1,5-3	0,1	0,14	0	0	0	0	0,5	0
Kilder	DNV GL ekspertise, (Lazard, 2019), (DOE, 2019), (IRENA, 2017)	DNV GL ekspertise, (DOE, 2019), (IRENA, 2017)	(DOE, 2019), (IRENA, 2017)	(DOE, 2019), (IRENA, 2017)	DNV GL ekspertise, (Highview Power Storage, 2017)	(DOE, 2019), (IRENA, 2017)	Se vedlegg 9.5	(IEA-ETSAP, IRENA, 2013)	DNV GL ekspertise, (Bradley, 2013)

Følgende antagelser er gjort:

- For litium-ion og flytbatterier har DNV GLs erfaring fra nylige anskaffelsesprosesser, med innsikt i priser fra produsenter, blitt brukt som veileder for å bestemme kostnader og tekniske egenskaper. Dette har så blitt supplert med offentlige kilder.
- Litium-ion batterier er en moden og velutprøvd teknologi i stor vekst, og det er derfor mindre usikkerhet knyttet til kostnadene. Selv om pumpekraft også er en godt etablert teknologi, er den ekstremt lokasjonsavhengig, og kostnadene vil derfor kunne variere mye fra prosjekt til prosjekt, noe som fører til et større spenn i CAPEX.
- På grunn av få produsenter og prosjekter globalt, er det stor usikkerhet knyttet til kostnadsnivået på både svinghjul, lagring av trykkluft (CAES) og lagring av flytende luft (LAES). For å fange opp denne usikkerheten er CAPEX derfor oppgitt med stor rekkevidde. Kostnadene for CAES er i tillegg, i likhet med pumpekraft, avhengig av lokale forhold.
- Som diskutert i kapittel 3.1 forventes det en markant kostnadsreduksjon i litium-ion batterier mot 2030. Denne trenden er også tydelig for flytbatterier, som på grunn av skalerbarhet og egnethet for stor-skala applikasjoner har vært fokus for mye forskning og prosjektutvikling det siste tiåret.
- Noe kostnadsreduksjon mot 2030 kan muligens også forventes for både svinghjul og CAES på grunn av teknologiforbedringer (IRENA, 2017). Det er likevel knyttet stor usikkerhet til disse tallene, spesielt på grunn av mangel på prosjekter under utvikling. Vi har derfor valgt å beholde samme kostnadsnivå på disse teknologiene i 2030. Det samme gjelder for pumpekraft, som er en moden teknologi med lite potensiale for kostnadsreduksjon i stor skala, og LAES, som det finnes lite informasjon på om kostnader mot 2030.
- På grunn av den store lagringskapasiteten til både pumpekraft og CAES, har en energi-til-effekt rate på 16 timer blitt brukt. Tilsvarende har en energi-til-effekt rate på 15 minutter blitt brukt for svinghjul, som egner seg for hurtige utladninger der det skal leveres mye effekt (DOE, 2019).
- For hydrogen har vi antatt strøm-til-hydrogen-til-strøm, med produksjon fra alkalisk elektrolyse, kompresjon til 350-700 bar, lagring i tanker, og konvertering tilbake til strøm via brenselceller. Kostnadene for hvert element er nærmere angitt i vedlegg 9.5. Det er antatt en kostnadsreduksjon på 40% mot 2030, basert på antatt kostnadsreduksjon på mellom 30-60% fra 2020 til 2030 (DNV GL, 2019).
- Termisk lagring er antatt å være sensibel termisk lagring i vanntanker, altså lagring av termisk energi ved å varme opp vann ved hjelp av elektrisitet. Dette er per i dag den billigste og mest utbredte løsningen for termisk lagring. Sensibel termisk lagring i vanntanker er en moden og velkjent teknologi med lave kostnader, og det forventes liten til ingen reduksjon i kostnader frem mot 2030.
- Termisk lagring er her brukt som en type fleksibel last, der forbruket flyttes fra høylasttimer til lavlasttimer. Vi har ikke sett på termisk lagring der energien konverteres tilbake til elektrisitet, og denne teknologien brukes derfor kun til lastflytting.
- Både kostnader og tekniske egenskaper ved fleksibelt forbruk er ekstremt avhengig av hvilken last du skal styre, noe som reflekteres i det store spennet i CAPEX. Vi har antatt at de fleste laster er relativt energieffektive med gjennomsnittlig virkningsgrad på 90%, og at det kan forventes noe kostnadsreduksjon mot 2030, mye på grunn av kostnadsreduksjon på elbiler.

## 4.1.2 Resultater

Figur 4.1 og 4.2 viser resultatene fra våre modelleringer av LCOS i NOK per MWh for de ulike teknologiene, for bruksområder henholdsvis foran og bak måleren. Resultatene viser tydelig hvordan kostnadene for én enkelt teknologi varierer avhengig av bruksområde. Eksempelvis er kostnadene for flaskehalshåndtering mye høyere enn lastflytting for alle teknologier, både foran og bak måleren. Dette er fordi flaskehalshåndtering har en mye lavere syklusfrekvens enn lastflytting, 25 dager i løpet av året mot 350, for å reflektere at flaskehals kun oppstår et par ganger i året (ofte i høylasttimer om vinteren i Norge). Dermed blir også utnyttelsen lavere, og kostnadene per energimengde høyere. Dette viser hvor viktig det er for et energilagringssystem å kunne brukes til flere formål, såkalt 'value stacking', for å optimere utnyttelsen og dermed minimere kostnaden.



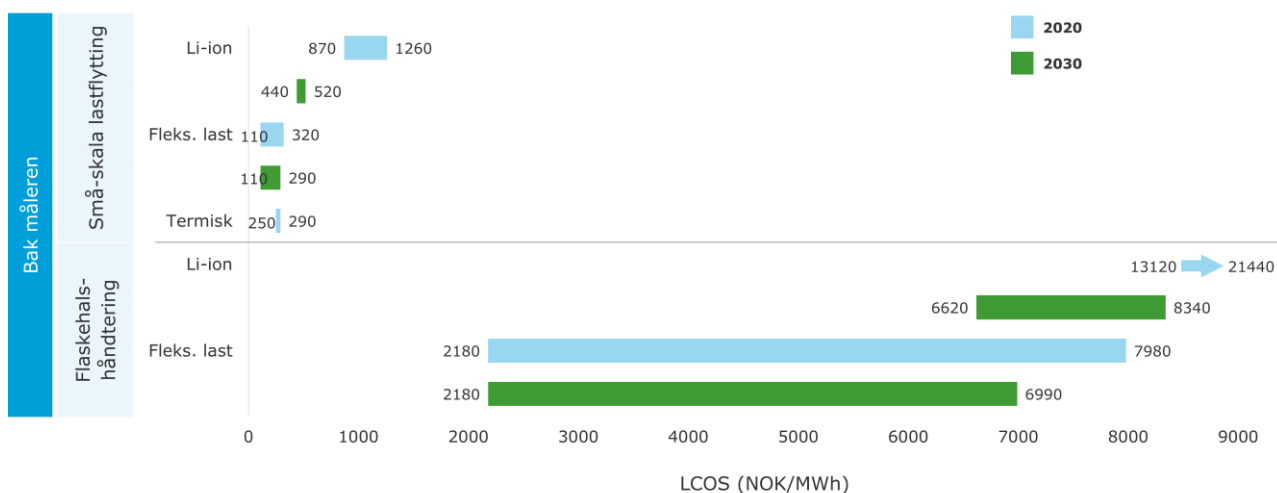
Figur 4.1: LCOS for relevante teknologier for ulike tjenester foran måleren (NOK/MWh)

For **stor-skala lastflytting** er litium-ionbatterier den mest kostnadseffektive teknologien, spesielt i 2030. Også flytbatterier har lavere kostnader fra 2030. Batterisystemer er også ofte mer fleksible enn andre teknologier, ved at de enkelt kan kombineres for å øke systemstørrelsen og er enkle å installere. I tillegg kan ett enkelt system brukes til flere formål. Lagring av flytende luft (LAES) har også relativt lave kostnader og er enkelt å installere, og virkningsgraden kan økes betraktelig dersom det samlokaliseres med spillvarme eller -kulde. Både pumpekraft og systemer for (konvensjonell) lagring av trykkluft (CAES) er lokasjonsspesifikke, med høye kostnader. Hydrogen har betydelig høyere kostnader enn de andre teknologiene, mye på grunn av de høye investeringskostnadene som kreves for hele systemet (fra strøm til hydrogen til strøm, og med kompresjon og lagring), i tillegg til en lav systemvirkningsgrad.

**Flaskehalshåndtering** foran måleren gir relativt høye kostnader sammenlignet med de andre bruksområdene. Dette skyldes et lavt antall sykluser per år, og energilagringssystemer for flaskehalshåndtering bør derfor også brukes til andre formål for å øke verdien (og senke kostnadene).

Her er det likevel også litium-ionbatterier som er den mest kostnadseffektive teknologien mot 2030, selv om LAES ligger på samme nivå i dag.

For **systemtjenester til nett** er det forbrukerfleksibilitet som er den mest kostnadseffektive løsningen, etterfulgt av litium-ionbatterier. Det bør likevel merkes at fleksibelt forbruk er avhengig av å aggregeres for å kunne levere systemtjenester, noe som potensielt kan øke kostnaden. Også flytbatterier, svinghjul og pumpekraft kan levere disse tjenestene, men er betydelig mindre kostnadseffektive. Pumpekraftsystemet får heller ikke utnyttet sitt fulle potensial for tjenester med kort varighet, noe som fører til at kostnadene blir høye.



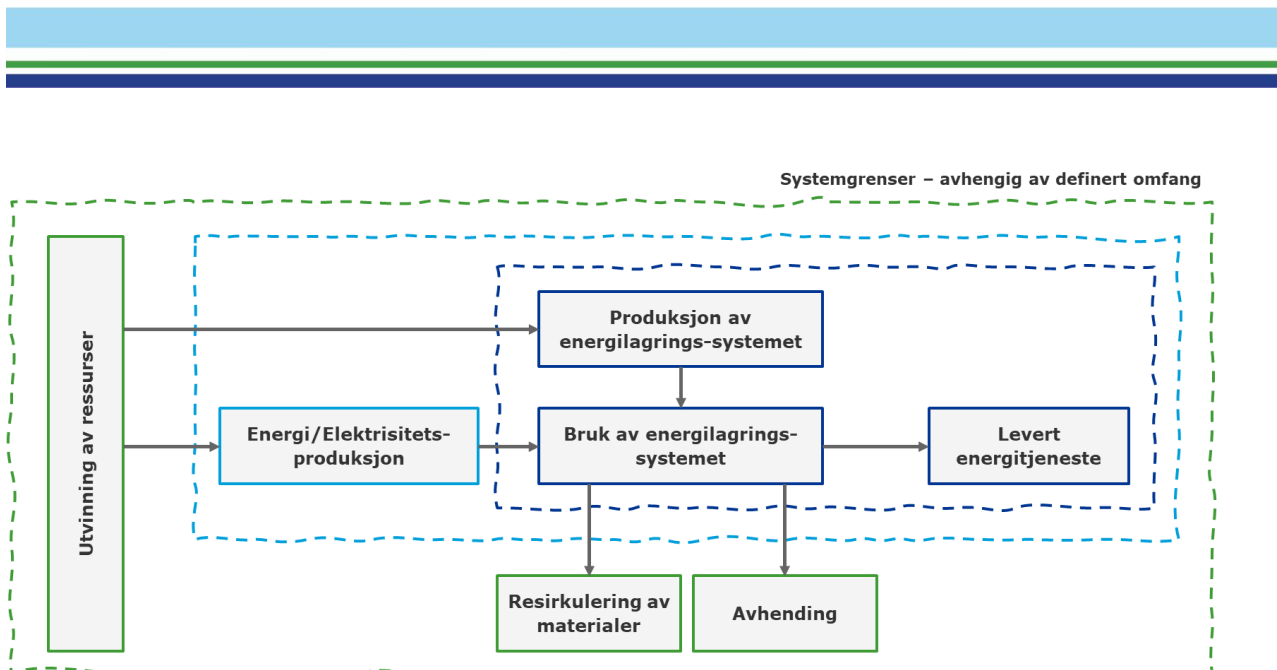
**Figur 4.2: LCOS for relevante teknologier for ulike tjenester bak måleren (NOK/MWh)**

For **små-skala lastflytting** bak måleren kommer fleksibelt forbruk og termisk lagring bedre ut enn litium-ionbatterier, selv om gapet minker mot 2030. Batterisystemer vil også kunne brukes til andre formål bak måleren, slik som lagring av strøm fra solceller, arbitrasje eller nødstrøm, noe som kan øke verdien. For **flaskehals-håndtering** bak måleren er forbrukerfleksibilitet den mest kostnadseffektive løsningen, også i 2030.

## 4.2 Livssyklusanalyser (LCA)

Livssyklusanalyse (LCA) er en metode for å vurdere miljøpåvirkningen av et produkt gjennom hele livsløpet, fra råvareuttak, gjennom produksjon og bruk og til avhending av produktet (SINTEF, u.d.). I dette kapitlet går vi gjennom noen ulike LCA-studier og forsøker å kartlegge miljøpåvirkningen til utvalgte teknologier. Det er viktig huske på at man må undersøke sensitivitets- og usikkerhetsanalysene når man tolker LCA-resultater - LCA-analysene blir bare så gode som de tilgjengelige dataene, modellen og modelleringen.

Et viktig element å ha med seg, er systemgrenser. Avhengig av systemgrensene som settes, kan utfallet av LCA-analysen være forskjellig, og det er derfor viktig å tydelig definere hvilken systemgrense man setter. Figur 4.3 viser ulike systemgrenser som kan brukes for LCA for energilagringsteknologier.



**Figur 4.3: Systemgrenser som kan brukes for energilagringssystemer.**

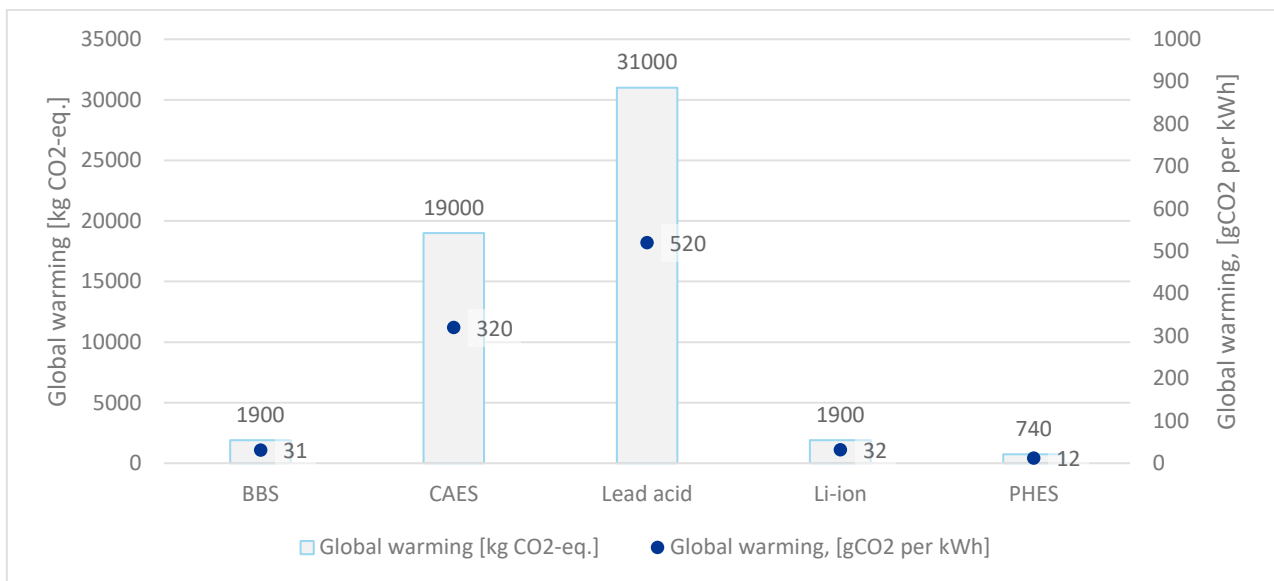
Et annet viktig aspekt, er hvilke måleparametere man bruker: For å definere fotavtrykket til energilagringsteknologier, kan man nemlig bruke en rekke forskjellige måleparametere. Figur 4.4 viser noen av de viktigste måleparametere som brukes, basert på en rekke publikasjoner.

GWP = global warming potential	ER = energy requirements	CED = cumulative energy demand	CC = climate change	HT = human toxicity
PMF = particulate matter formation	FFD = fossil fuel depletion	FWET = freshwater ecotoxicity	FWE = freshwater eutrophication	MRD = mineral resource depletion
POF = photochemical oxidant formation	TA = terrestrial acidification	AULO = agricultural and urban land occupation	RD = resources depletion	OD = ozone depletion

**Figur 4.4: Vanlige måleparametere som brukes i livssyklusanalyser**

Måleparametere er ofte knyttet til den funksjonelle enheten for energilagringssystemet, slik som hvor mye energi eller effekt som leveres av systemet (for eksempel CO<sub>2</sub>/kWh eller PM<sub>10</sub>/MWh). Når fotavtrykket kartlegges presenteres normalt kun et utvalg av faktorene for teknologiene, da det i mange tilfeller er svært omfattende å kartlegge alle disse for en hel verdikjede.

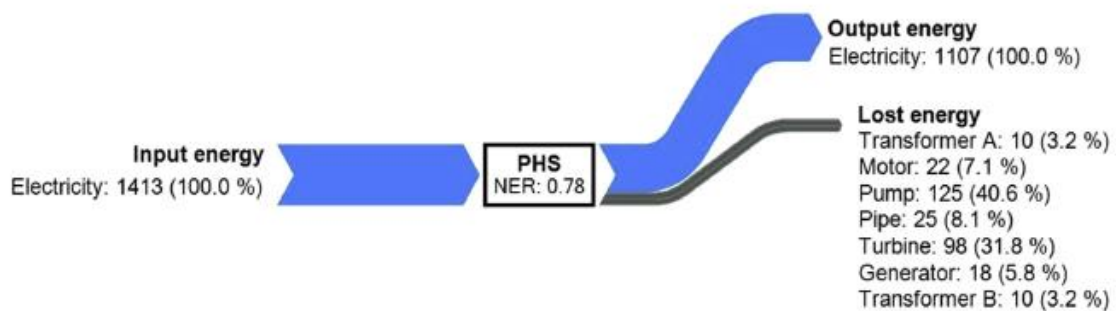
CED og GWP er normalt de vanligste indikatorene i studier for energilagringssystemer. Figur 4.5 viser resultater på GWP fra en sammenligning av norsk pumpekraft med lagring av trykkluft (CAES), blybatterier, litium-ionbatterier (Tesla Powerwall), samt en saltvanns-batteriteknologi (Blue battery systems, BBS) (Stougie & al., 2019). Denne viser at pumpekraft kommer best ut, men også at Li-Ion kommer godt ut sammenlignet med de to andre batteriteknologiene.



**Figur 4.5: En sammenligning av klimagassutslipp og karbonfotavtrykk for utvalgte teknologier i et 20 års perspektiv (Stougie & al., 2019)**

For de fleste energilagringsteknologier er driftsfasen en av de største bidragsyterne til utslipp gjennom livsløpet, og avhenger mye av utslippsintensiteten til elektrisitet/energi brukt til lading/lagring. Miljøpåvirkningene varierer også med bruksområdet, som igjen avhenger av utladingstid og antall sykluser. Eksempelvis vil et batteri som brukes sjeldent ha en høyere miljøpåvirkning per syklus enn et batteri som brukes ofte. Teknologier brukt til primærregulering og flytting av kraftforbruk ('time-shift') i strømmettet har også ofte høyere karbonfotavtrykk enn teknologier brukt til lagring av fornybar kraft, fordi elektrisiteten fra strømmettet har høyere karbonintensitet (gCO<sub>2</sub>/kWh).

Det er også viktig å vurdere hvor energi eventuelt går tapt. 'Net energy ratio' (NER) er definert som et forhold mellom energiproduksjon og total energitilførselen til produktsystemet gjennom hele levetiden. For å illustrere et eksempel på energitap for et energilagringssystem, kan figuren under for et pumpekraftverk vises. Figuren viser også komponentene som forårsaker tapt energi, eller som drifter systemet. Alle disse komponentene, konstruksjonen rundt med mengder av materialer, og fotavtrykket til elektrisiteten med CO<sub>2</sub>-intensitet og evt. partikkelutslipp, er med på å gi et totalt bilde av miljøpåvirkningen for teknologien.

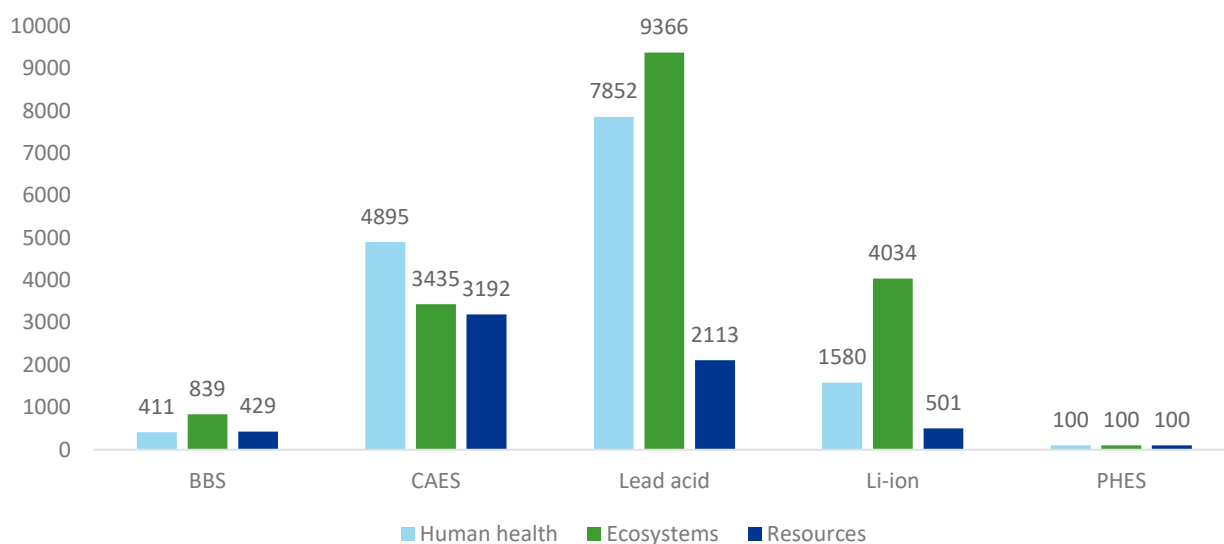


**Figur 4.6: 'Net energy ratio' (NER) for et pumpekraftverk**

## Livssykluseffektvurderinger

ReCiPe er en metode for livssykluseffektvurderinger (LCIA<sup>12</sup>) i en LCA-analyse. En LCIA oversetter utslipp og utvinning av ressurser til et begrenset antall miljøeffektpoeng ved hjelp av såkalte karakteriseringsfaktorer. ReCiPe brukes av en rekke LCA software, og rammeverket kan også lastes ned fra Helsedepartementet i Nederland<sup>13</sup>. Dette rammeverket har også en oversikt over alle parametere og indikatorer som brukes for klimaendringer, materialer, energi, kjemikalier og ressurser i beregningene.

I studien nevnt over kom det blant annet frem at flere av de andre teknologiene er 5-30 ganger verre enn pumpekraft når det gjelder ressursbruk, helse og økosystemer, ifølge ReCiPe-metodikken<sup>14</sup> (Stougie & al., 2019). Blybatterier er vesentlig verre for menneskers helse og påvirkning på økosystemer. Figur 4.7 viser en oversikt over normaliserte verdier, hvor pumpekraft er satt til 100.



**Figur 4.7: Sammenligning av ulike teknologier på ressursbruk, helse og økosystem, basert på ReCiPe-metoden** (Stougie & al., 2019).

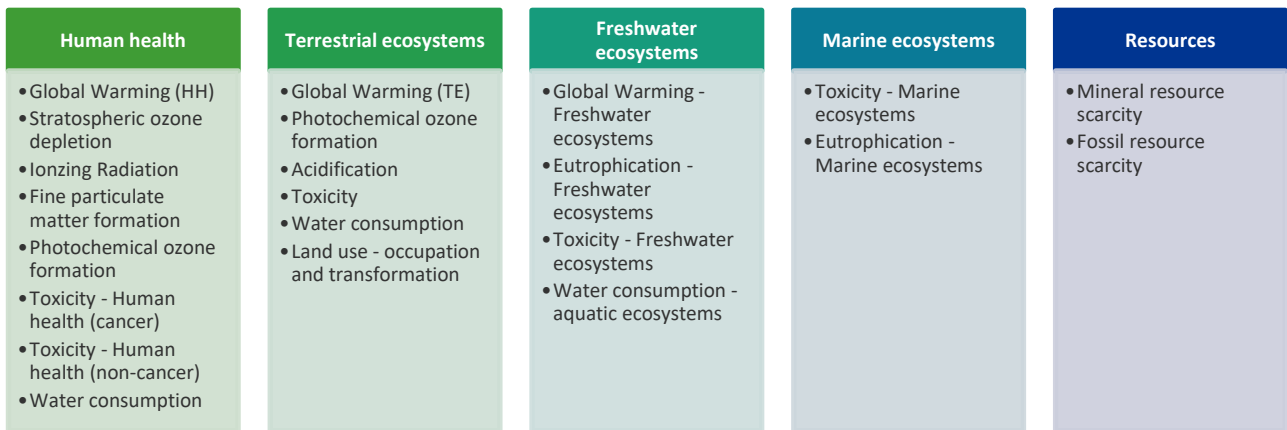
Under er kategoriene som vurderes for LCA med ReCiPe-metoden listet opp:

<sup>12</sup> Life Cycle Impact Assessment

<sup>13</sup> <https://www.rivm.nl/en/life-cycle-assessment-lca/downloads>

<sup>14</sup> Se vedlegg for mer informasjon





Figur 4.8 under viser et utdrag fra en oversikt over LCA-parametere for teknologier med tilhørende studier og kilder, der tre eller flere måleparametere har blitt vurdert. Her er det fokusert mest på CO<sub>2</sub> utslipp, men også forsurening, miljøgifter og partikkelutslipp er beregnet for noen av teknologiene. Her er også systemgrensene oppgitt, og både systemgrenser og teknisk oppbygging av systemene varierer – derfor er også utslippene forskjellige.

	Energilagringsystem	Case	Funksjonell enhet	Systemgrenser	Dataskilde og modell	Impact categories considered	Klimagassutslipp, gCO <sub>2</sub> /kWh	Toxity, g-1,4 DBeq/kWh	Partikkelutslipp, gPM10eq/kWh	Fossil oil equivalents	Forurening, gSO <sub>2</sub> eq/kWh
Pumpekraft (PHS)	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 3	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	23,5–650	15,70–418	0,05–0,85	5,61–189	
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 5	1 MJ*day	Cradle-to-grave	Ecoinvent database	GWP, HT, PMF, FFD, OD, POF, TA, etc.	5,43–324	3,34–17,6		1,64–129	0,002–0,44
CAES	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 3	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	27–740	24,90–475	0,08–1,0	7,48–217	
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 5a	1 kWh	Cradle-to-gate and operation	Existing studies and ecoinvent database	CC, FWET, FWE, HT, MRD, PMF, POF, TA, and AULO	380	0,24			0,31
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 5b	1 kWh	Cradle-to-gate and operation	Existing studies and ecoinvent database	CC, FWET, FWE, HT, MRD, PMF, POF, TA, and AULO	19	0,47			0,13
Pb-A	Pb-A	Pb-A - Case 2	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	104–770	189–610	0,28–1,13	29,90–226	
	Pb-A	Pb-A - Case 6	1 MWh	Cradle-to-gate	Manufacturer and SimaPro	CC, OD, TA, FWE, HT, POF, FFD, etc.	102	59,82	0,21		0,51
	Pb-A	Pb-A - Case 7	1 MJ	Cradle-to-gate	Existing studies, SimaPro, and ecoinvent	CED, GWP, HT, OD, POF, IR, etc.	0,017–0,025	0,02–0,03			
Li-ion	Li-ion	Li-ion - Case 1	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	72,30–600	86,40–417	0,13–0,81	30,50–186	
	Li-ion	Li-ion - Case 6a	1 MWh	Cradle-to-gate	Manufacturer and SimaPro	CC, OD, TA, FWE, HT, POF, FFD, etc.	27,8	16,8			0,18 /kWh,
	Li-ion	Li-ion - Case 6b	1 MWh	Cradle-to-gate	Manufacturer and SimaPro	CC, OD, TA, FWE, HT, POF, FFD, etc.	16	10,73			0,12 /kWh,
	Li-ion	Li-ion - Case 9	1 MJ	Cradle-to-gate	Existing studies, SimaPro, and ecoinvent	CED, GWP, HT, OD, POF, IR, etc.	0,06–0,1	0,01–0,02			
Na-S	Na-S	Na-S - Case 1	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	37,90–640	15,30–417	0,08–0,85	9,97–187	
	Na-S	Na-S - Case 3	1 MJ	Cradle-to-gate	Existing studies, SimaPro, and ecoinvent	CED, GWP, HT, OD, POF, IR, etc.	0,007	0,002			
Vanadium-redox flow battery	Vanadium-redox flow battery	VRFB - Case 4a	1 MWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent database	GWP, HT, acidification, and abiotic depletion	52–279	0,013–0,025			0,7–1
	Vanadium-redox flow battery	VRFB - Case 4b	1 MWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent database	GWP, HT, acidification, and abiotic depletion	21–247	91–150 44–113			0,13–0,44
	Vanadium-redox flow battery	VRFB - Case 6	1 kWh	Cradle-to-gate and transportation	Existing studies, SimaPro, and ecoinvent	CC, HT, acidification, POF, OD, etc.	136,5	225			1,7
Na/NI-Cl	Na/NI-Cl	Na/NI-Cl - Case 1	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	32,50–607	86,40–450	0,33–1,08	8,10–178	
Ni-Cd	Ni-Cd	Ni-Cd - Case 1	1 MJ	Cradle-to-gate	Existing studies, SimaPro, and ecoinvent	CED, GWP, HT, OD, POF, IR, etc.	0,04–0,05	0,014–0,02			
Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen - Case 1	1 kWh	Cradle-to-grave	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	50,60–1620	35,30–1030	0,16–2,18	17,40–475	

Figur 4.8: Oversikt over noen nøkkeltall for LCA-indikatorer, systemgrenser og funksjonelle enheter (se vedlegg for utvidet liste)<sup>15</sup>

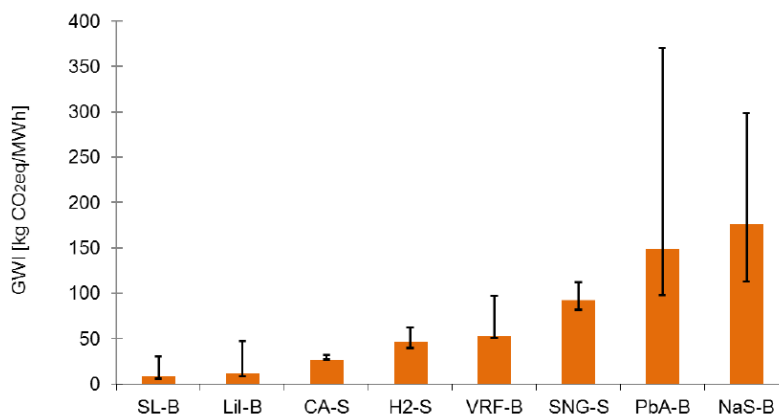
<sup>15</sup> Basert på tall fra «Assessment of energy storage technologies: A review», som har samlet data fra mer enn 20 publikasjoner.

Av figuren over kan det observeres at spennet for utslipp kan være stort, både for ulike studier, men også for en teknologigruppe avhengig av hvordan verdikjeden er bygget opp og hvor systemgrensene settes. De laveste tallene, hvis det er et spenn, er normalt for systemet *uten* drift, mens den øvre utslippsintensiteten er inkludert drift (og ofte med en elektrisitetsmiks med høy utslippsintensitet). Hvis verdiene er unormalt lave sammenlignet med de andre, er det som oftest fordi systemgrensene er satt slik at kun for eksempel selve batteriet er med, og ikke alle de andre støttesystemene og drift.

## LCA for batteriteknologier

Flere studier har sammenlignet LCA for ulike batteriteknologier, og figur 4.9 viser resultatene fra én slik studie på utslippsintensiteter per levert energi for ulike batterisystemer. Her er også sensitivitet på levetid tatt med (Mostert, Ostrander, Bringezu, & Kneiske, 2018).

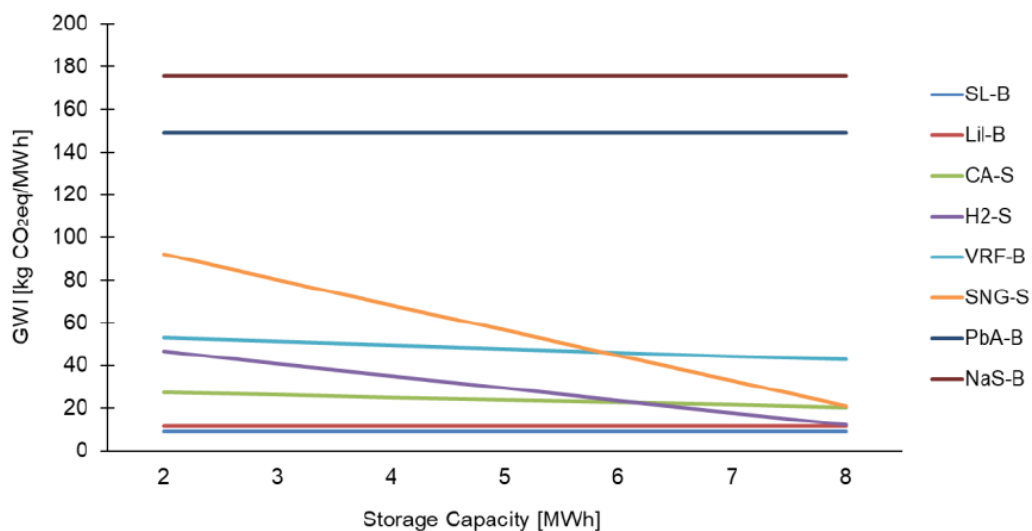
I studien ble følgende teknologier analysert: blybatteri (PbA-B), litium-ionbatteri (LiI-B), natrium-svovelbatteri (NaS-B), flytbatteri (vanadium-redox) (VRF-B) og brukte litium-ionbatterier fra elbiler som ble brukt som stasjonære gjenbruksbatterier (SL-B). Her ble også lagring av trykkluft (CA-S) analysert, i dette tilfellet en ny teknologi for undervanns-trykkluft. SNG-S innebærer syntetisk naturgass, mens H2-S er hydrogen. For de to sistnevnte utgjør prosessen med å lagre energien mer enn henholdsvis 30 og 48 prosent av utslippene. For flere av batteriteknologiene utgjør størstedelen av utslippet materialbruk. Figuren viser at batteriene som gjenbrukes har lavest fotavtrykk, men ikke mye mindre enn nye litium-ionbatterier (LiI-B, som de er basert på).



**Figur 4.9: Utslippsintensitet for ulike teknologier basert på 20 års levetid og levert energi (Mostert, Ostrander, Bringezu, & Kneiske, 2018)**

Sensitivitetene for figur 4.9 er basert på at effektiviteten er  $\pm 5\%$ , samt utskiftninger i løpet av 20 års levetid. De med størst utslag på sensitivitet er systemer hvor det kan være behov for utskiftninger av sentrale komponenter tre til fire ganger (eller mer) i løpet av levetiden. For blybatterier (PbA-B) forventes det for eksempel fem utskiftninger i løpet av 20 år.

Figur 4.10 under viser også at utslippsintensiteten går ned for noen teknologier når lagringskapasiteten økes, mens andre har liten eller ingen reduksjon i utslippsintensitet. Årsaken til dette er at de systemene som må utvides med 'stacking' for å øke kapasiteten (stabling av komponenter), får tilsvarende økt utslipp og dermed ingen effekt på totale utslipp. Dette gjelder for de fleste batteriteknologier. For de andre systemene, kan skalaeffekter utnyttes, uten at støttesystemene må økes tilsvarende. Dette gjelder spesielt for hydrogen (H2-S) og syntetisk naturgass (SNG-S), men også til en viss grad for lagring av trykkluft (CA-S) og flytbatteri (VRF-B).



**Figur 4.10 – Utslippsintensitet per lagringskapasitet (Mostert, Ostrander, Bringezu, & Kneiske, 2018)**

Det er et økende fokus på livssyklusanalyser, med god dokumentasjon av LCA-indikatorene, og denne dokumentasjonen brukes i økt grad ved innkjøp av materialer og systemer, og spesielt for byggeprosjekter hvor det er krav om sertifisering ihht. BREEAM. Miljøbevisste innkjøpsorganisasjoner og tilretteleggere med finansiell støtte ber i økende grad om varedeklarasjoner med utvalgte og tilgjengelige parametere, på lik linje som et energieresultat og estimat på redusert CO<sub>2</sub>-utslipp. Med varedeklarasjoner og LCA-analyser sikres en mer komplett miljøvurdering, også bærekraft i større grad, enn kun klimagassutslipp.

## 4.3 Oppsummering

I kapittel 4 har vi beregnet kostnader (LCOE) for energilagringsteknologier for ulike bruksområder, med følgende hovedfunn:

- For bruksområder foran måleren er litium-ionbatterier stort sett den mest kostnadseffektive teknologien, spesielt i 2030. Også lagring av flytende luft (LAES) kommer godt ut, og virkningsgraden av slike systemer kan økes betraktelig dersom de samlokaliseres med spillvarme og/eller -kulde. Flytbatterier kan også være aktuelle, men da i 2030 og framover på grunn av foreløpig høye kostnader.
- Pumpekraft og (konvensjonell) lagring av trykkluft (CAES) har høye kostnader, mye fordi størrelsen på systemet er satt og de får dermed ikke utnyttet sitt fulle potensiale. I tillegg er de lokasjonsavhengige. Svinghjul har også høye kostnader, og egner seg kun til systemtjenester til nett på grunn av rask responstid og kort varighet.
- Hydrogen har meget høye kostnader sammenlignet med de andre teknologiene, og egner seg generelt sett bedre til bruk til andre formål enn re-elektrifisering (slik som innsatsfaktor i industri, transport eller oppvarming), med visse unntak.
- Bak måleren er det forbrukerfleksibilitet og termisk lagring som kommer best ut, selv om gapet til litium-ionbatterier minker i 2030. Ett batterisystem kan likevel brukes til flere formål, og dermed øke sin verdi.
- Generelt sett er det viktig at et energilagringssystem kan brukes til flere formål, såkalt 'value stacking', for å optimere utnyttelsen og dermed minimere kostnaden.

Vi har også gitt en innføring i viktige miljøaspekter ved energilagringsteknologiene, der det kom fram at:

- Livssyklusberegninger for energilagringssystemer er et relativt ungt fagfelt, med ulike metoder, hvor det også benyttes ulike systemgrenser og lite harmoniserte metoder, som gjør det meget vanskelig å sammenligne utslippsintensitetene for teknologiene.
- En nylig studie viser at påvirkning på miljø, mennesker og ressursforbruk varierer mye mellom teknologiene, hvor flere batteriteknologier kommer dårlig ut sammenlignet med pumpekraft. Spesielt blybatterier og lagring av trykkluft har negative miljøeffekter, men også til en viss grad litium-ion (spesielt på økosystem).
- En annen studie som sammenlignet ulike batterisystemer, så at gjenbrukbare litium-ionbatterier hadde lavest fotavtrykk per levert energi. Det var likevel ikke vesentlig forskjell mellom gjenbrukbare og nye litium-ionbatterier. Blybatterier og natrium-svovelbatterier kom særlig dårlig ut.
- Samme studie viste også at særlig hydrogen, og til en viss grad lagring av trykkluft og flytbatterier, har lavere fotavtrykk per levert energi for større systemer. Dette var ikke tilfellet for andre batteriteknologier.

Med bakgrunn i ovennevnte har vi filtrert ut noen teknologier som vi anser som lite relevante å ta med videre i studien, se Tabell 4.4. På samme måte som for filtreringen i fase én, kan teknologiene likevel være aktuelle for visse bruksområder selv om de velges bort her.

**Tabell 4.4: Teknologier som filtreres ut i fase to**

<b>Teknologi</b>	<b>Begrunnelse for filtrering</b>
<b>Pumpekraft</b>	Kommer bedre ut i én studie for LCA enn andre energilagringsteknologier, men er likevel ekstremt lokasjonsavhengig med høye kostnader.
<b>Lagring av trykkluft (CAES)</b>	Lokasjonsavhengig (for konvensjonell teknologi) og høye kostnader, i tillegg til høye miljøpåvirkninger sammenlignet med andre teknologier. Merk at lagring i trykksatte tanker over bakken er mer fleksibel på lokasjon og systemstørrelse, men har foreløpig veldig høye kostnader.
<b>Svinghjul</b>	Høye kostnader og begrenset med anvendelser (rask responstid og kort varighet).
<b>Hydrogen</b>	Høye kostnader for re-elektrifisering, men har potensielt høy verdi for andre tjenester (slik som innsatsfaktor i industri, transport eller oppvarming). Kommer også bedre ut i LCA-analyser enn en rekke andre teknologier.

**Følgende teknologier tas dermed med videre i studien etter andre filtrering:**

- Lagring av flytende luft (LAES)
- Litium-ionbatterier
- Flytbatterier
- Termisk lagring
- (Forbrukerfleksibilitet)

## 5 BRUKSOMRÅDER OG TJENESTER

På samme måte som det finnes et betydelig antall ulike energilagringsteknologier, finnes det også et bredt spekter av bruksområder. Disse bruksområdene dekker hele verdikjeden, og kan beskrives på flere måter. I dette kapittelet gir vi først en overordnet oversikt over de ulike bruksområdene basert på hvilke formål de tjener og hvem som drar nytte av tjenestene, før vi ser på hvilke teknologier som kan levere de ulike tjenestene.

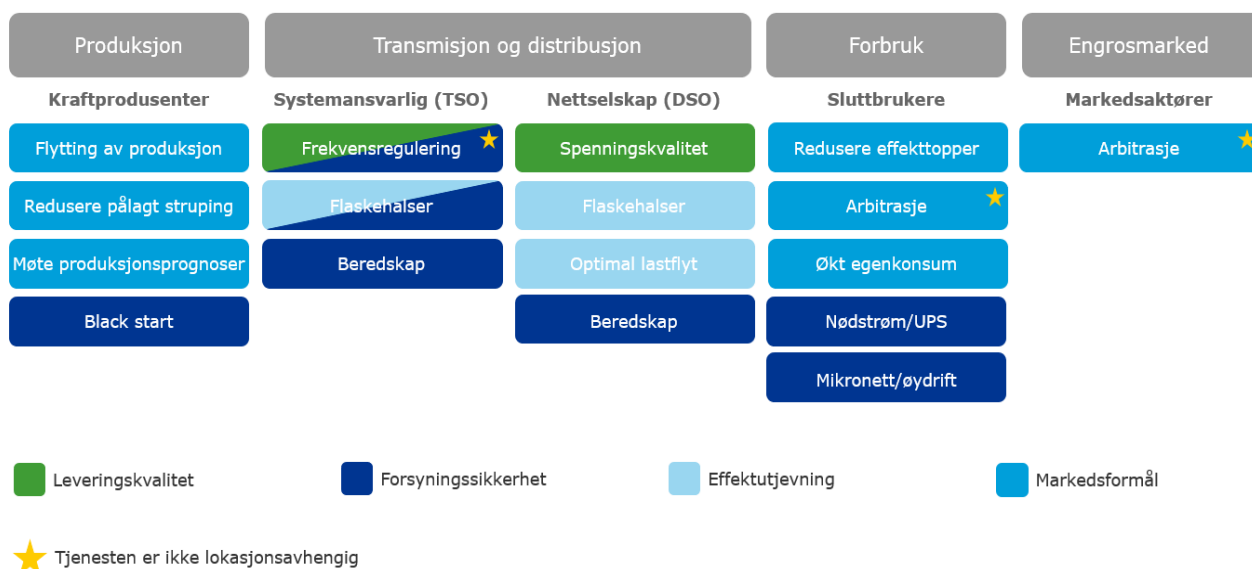
### 5.1 Bruksområder – formål og tjenester i hele verdikjeden

Grovt sett kan vi si at hvert bruksområde tjener ett eller flere av formålene under (DNV GL, 2018):

- Sikre tilstrekkelig leveringskvalitet i strømmettet.
- Bidra til økt forsyningssikkerhet.
- Jevne ut effekttopper og optimere lastflyt.
- Bidra med markedstjenester eller på annen måte sikre økonomisk vinning.

Figur 5.1 viser en samlet oversikt over de ulike bruksområdene, eller tjenestene, delt inn etter hvilke aktører i verdikjeden som potensielt vil etterspørre dem. De er også fargekodet etter hvilke formål de tjener, etter inspirasjon fra NVE (NVE, 2020). Det er viktig å merke seg at samme energilagringssystem kan levere flere tjenester, noe som vil øke lønnsomheten til systemet. Vi kommer tilbake til lønnsomhet senere i studien. I de påfølgende underkapitlene blir de aktuelle tjenestene for hver aktør gjennomgått.

Et aspekt det er viktig å merke seg, er hvorvidt en tjeneste er lokasjonsavhengig, altså om det er av betydning hvor energilagringssystemet er lokalisert. Flaskehalsbehandling er et eksempel på en tjeneste som er lokasjonsavhengig: Det nytter ikke å forsøke å løse et flaskehalsproblem i et lokalt nett på Sørlandet med et energilagringssystem lokalisert i Nord-Norge. Frekvensregulering og arbitrasje er derimot ikke tilsvarende lokasjonsavhengige, og et energilagringssystem kan tilby disse tjenestene over hele landet så lenge det har tilgang til markedene. I figur 5.1 er dette illustrert som stjerner på de tjenestene som *ikke* er lokasjonsavhengige.



**Figur 5.1: Bruksområder for energilagring basert på formålet de tjener og hvem som drar nytte av tjenestene.**

### 5.1.1 Produksjon

I dette underkapitlet sikter vi først og fremst til produsenter av variabel, fornybar kraft. Andre kraftprodusenter kan imidlertid også dra nytte av energilagringssystemer til visse formål.

**Flytting av produksjon:** Siden mesteparten av fornybar produksjon ikke kan kontrolleres, kan man heller ikke styre når kraften skal eksporteres. Ved hjelp av et energilagringssystem kan man omgå denne hindringen ved å lagre energien i timer der engrosprisen er lav, og eksportere energi når prisen er høy. Dette vil maksimere verdien på de fornybare eiendelene. Prinsippene er de samme som for arbitrasje i engrosmarkedet, men i dette tilfellet lades lagringsenheten(e) direkte fra fornybare kilder i stedet for fra strømmettet. Merk at en del av produksjonen ofte vil være solgt på kraftmarkedet på forhånd, og at kun mindre andeler vil kunne brukes til arbitrasjeformål.

**Redusere pålagt struping av produksjon:** Systempålagt struping av produksjon (engelsk: curtailment) innebærer en tvungen reduksjon i produksjon for å avlaste et stresset strømmett. Ved hjelp av et energilagringssystem kan den ellers tapte energien brukes til å lade opp systemet, og dermed forhindre økonomiske tap.

**Møte produksjonsprognoser:** På grunn av variabiliteten i fornybar produksjon, kan produksjonen i en gitt time avvike fra mengden som ble bydd inn i kraftmarkedet. Dette vil kunne føre til at eieren pådrar seg kostnader for å rette opp i ubalansen, avhengig av hvordan kraftmarkedene er organisert. Et energilagringssystem kan brukes til å redusere usikkerheten i produksjonsprognosene ved å lade og utlade for å matche prognosene. Dette vil redusere risikoen for kostnader knyttet til ubalanse, og kan også føre til gunstigere kraftprisavtaler (PPA).

**Black start:** Ved strømbrudd kan black-start komponenter, for eksempel batterier, starte opp kraftverk fra spenningsløst nett som alternativ til nødaggregat.

### 5.1.2 Systemansvarlig (TSO)

**Frekvensregulering:** For å opprettholde frekvensen i nettet, må systemansvarlig sørge for balanse mellom forbruk og produksjon i tilnærmet nær sanntid. Tradisjonelt sett har dette blitt gjort ved å øke eller senke produksjonen til store kraftanlegg, eller starte opp anlegg som er frakoblet. Det har imidlertid kommet flere tilbydere av denne tjenesten i markedet, og en rekke energilagringsteknologier og fleksible laster kan nå gjøre samme jobben. Hvorvidt disse nye teknologiene har tilgang til de ulike balansemarkedene, avhenger av reguleringer.

**Flaskehals:** Alle komponenter i strømmettet har begrenset kapasitet. Om utnyttelsen nærmer seg kapasitetsgrensen må TSOen vurdere tiltak for å begrense eller forandre strømflyten. De vanligste tiltakene er å be kraftprodusenter eller (større) forbrukere endre sin produksjon eller forbruk.

Strømmettet drives vanligvis slik at selv om det skjer en plutselig feil, for eksempel at et kraftverk stopper eller linje i nettet faller ut, skal det være tilstrekkelig kapasitet i nettet

**Beredskap:** I deler av året er tilbudet av ressurser til frekvensregulering og flaskehalshåndtering såpass begrenset at TSOen betaler aktører for å ha ressurser tilgjengelig. Vanligvis benyttes en tjeneste som kalles RKOM (regulerkraft, opsjonsmarked). Tilbyderne i dette markedet er som oftest vannkraftprodusenter som mot betaling kan disponere vannmagasinet på en litt annen måte enn deres prisforventninger i kraftmarkedet tilsier er optimalt.

### 5.1.3 Nettselskap (DSO)

**Spenningskvalitet:** Nettselskapet er ansvarlig for å sikre at spenningen i nettet er av tilstrekkelig kvalitet til enhver tid, men med mer effektkrevende apparater og variabel, fornybar produksjon skaper utfordringer for spenningskvaliteten. Energilagringssystemer kan bidra til å sikre spenningskvalitet på flere måter, avhengig av tekniske egenskaper. Dette kan for eksempel være gjennom korrigering av effektfaktor, reduisering av overharmoniske frekvensforstyrrelser, eller levering av aktiv og/eller reaktiv effekt ved behov. Spenningskvalitet er her valgt som en paraplybetegnelse på denne typen tjenester.

**Flaskehals:** Energilagringssystemer kan være strategisk plassert i nettet for å redusere overbelastning og unngå lokale flaskehals. Eksempelvis kan et lagringssystem plassert nedstrøms for en typisk overbelastet strekning, lades ut i perioder med høy etterspørsel for å unngå flaskehals. Dette vil kunne utsette behovet for å øke kapasiteten i nettet, og dermed spare nettselskapet for store investeringer. Denne besparelsen kan delvis overføres til tilbydere av flaskehalshåndtering, for eksempel eiere av lagringssystemer eller forbrukere med fleksible laster.

**Alternativer til nett:** I EUs fjerde energimarkedspakke legges det opp til at nettselskapene skal vurdere energilagring som alternativ til nettførsterkning. Forskningscenteret CINELDI har nylig foreslått et nytt rammeverk for nettplanlegging av aktive distribusjonsnett som gjør det mulig å regne på aktive tiltak og vurdere de opp mot tradisjonelle (passive) tiltak som nettførsterkning (Sperstad, 2020). Aktive tiltak kan her være å bruke energilagring eller andre fleksible ressurser eller laster som alternativ til nettutbygging. SINTEF forsker også på fleksibilitet som alternativ til tradisjonell nettplanlegging i EU-prosjektet FlexPlan (Flataker, 2020). Dette kan være spesielt aktuelt i situasjoner der det skal leveres mye effekt langt ute på radialen, for eksempel ved elektrifisering av ferger eller oppdrettsanlegg.

**Optimal lastflyt:** Energilagringssystemer kan brukes for å sikre en jevnere belastning av strømmettet ved å bidra med aktiv effekt i høylasttimer. Dette vil kunne redusere tap i nettet og forlenge levetiden til nettkomponentene.

**Beredskap:** Energilagringssystemer kan brukes til ulike former for beredskap, avhengig av tekniske egenskaper. Eksempelvis kan de være alternativer til tradisjonelle komponenter for å opprettholde N-1 i normaldrift, eller levere aktiv effekt ved utfall av ordinære nettanlegg.

### 5.1.4 Forbruk

Med forbruk mener vi alle forbrukere av strøm bak måleren, både industrielle, kommersielle og private forbrukere, i tillegg til 'prosumenter' (produsenter og forbrukere av strøm bak måleren).

**Redusere effekttopper:** Energilagring bak strømmåleren kan brukes for å redusere forbruket under topplasttimer når strømprisen er høy, og dermed også strømregningen. Dersom sluttbrukeren har effekttariffer, kan energilagringssystemet også brukes til å redusere det maksimale effektforbruket i måleperioden og dermed senke strømregningen ytterligere. Dette er spesielt aktuelt for industribedrifter i dag, men vil også bli aktuelt for privatkunder i Norge de nærmeste årene med innfasing av effekttariffer for alle sluttbrukere.

**Arbitrasje:** Med arbitrasje lader energilagringssystemet når strømmen er billig, og lader ut når strømprisene er høyere, noe som vil redusere strømregningen. Siden strømprisene ofte gjenspeiler etterspørselen på et gitt tidspunkt, vil arbitrasje også kunne bidra til mindre variasjoner i etterspørsel.

**Økt egenkonsum:** Sluttbrukere med lokal produksjon, såkalte 'prosumenter', kan øke mengden av egenkonsum ved å koble på et energilagringssystem. Produksjonsprofiler til fornybare kilder, slik som for



eksempel sol, samsvarer sjelden nøyaktig med forbruksprofilene. Et lagringssystem kan utjevne dette ved å lagre energi i timer med overskudd av produksjon, og tilføre energi i toppplastimer.

**Nødstrøm/UPS:** Energilagring bak strømmåleren kan levere nødstrøm ved plutselige feil i strømmettet. Omfanget kan variere fra daglig behov for privatkunder til stor-skala behov for industriprosesser. Energilagring kan også bidra med uavbrutt strømforsyning (UPS) til virksomheter som er avhengig av kontinuerlig strømforsyning, for eksempel datasentre.

**Mikro-nett/øydrikt:** Etablering av mikro-nett vil kunne redusere behovet for nettinvesteringer, spesielt langt ute på radialen eller til øyer der nettet er svakt (eller ikke-eksisterende). Men fordi mikro-nett er mindre i skala og omfang, har de ikke det samme nivået av fleksibilitet som større strømmnett. Samlokalisering av energilagring og lokal produksjon vil kunne bidra til å øke fleksibiliteten i mikro-nettet ved å balansere produksjon og forbruk, samtidig som lagringsenheten(e) kan fungere som nødstrøm.

### 5.1.5 Engrosmarked

**Arbitrasje:** Arbitrasje i engrosmarkedet fungerer på samme måte som arbitrasje for sluttbrukere, men her er formålet heller direkte inntjening til eieren av lagringssystemet via handel på engrosmarkedet, i motsetning til reduserte strømreregninger for sluttbrukere.

### 5.1.6 Andre formål

Grovt sett kan vi si at bruksområdene som gjennomgås over bidrar til å stabilisere (eller drar nytte av) variabilitet i kraftsystemet over døgnet. Selv om det ikke nødvendigvis er behov for tjenesten daglig (slik som for eksempel flaskehalshåndtering), vil varigheten på tjenesten som leveres sjeldent overgå noen dager.

Energilagring kan derimot også tjene formål som strekker seg over lengere perioder, og da snakker vi om langtidslagring. Langtidslagring kan for eksempel brukes ved variasjon i produksjon over uker eller måneder (slik som endring i vindmønstre), eller sesonger (slik som vårflom eller tørke). Felles for slike lagringssystemer er at de typisk har lav syklusfrekvens (hver uke eller sjeldnere), høy kapasitet og lang utladingstid (kan levere energi kontinuerlig over lengre perioder). De mest vanlige teknologiene for langtidslagring, er:

- Pumpekraft
- Hydrogen
- Lagring av trykkluft
- Lagring av flytende luft
- Termisk lagring av varme

Termisk lagring av varme, i form av vann eller andre medier, er en effektiv måte å lagre energi på over lengere perioder. Her brukes varmen direkte til oppvarmingsformål, og genereres ikke tilbake til strøm (i motsetning til de andre teknologiene). Eksempler på dette kan være store bassenger eller brønner i tilknytning til kraftproduksjon eller fjernvarmeanlegg, slik det for eksempel gjøres hos Kvitebjørn Varme i Tromsø (Norsk Fjernvarme, 2019). Her lagres overskuddsvarme fra sommerhalvåret i brønner i fjellet, som senere benyttes på vinterstid når oppvarmingsbehovet er høyere.

## 5.2 Tjenester – egenskaper og krav til teknologier

For at et energilagringssystem skal kunne levere en gitt tjeneste, må de tekniske egenskapene til systemet samsvare med de tekniske kravene som stilles av tjenesten. Sesonglagring vil for eksempel typisk ha behov for mye mer energi og lengre varighet enn frekvensregulering, men stiller mindre krav til responstid. Dette gjør at visse teknologier egner seg bedre til sesonglagring enn frekvensregulering.

I dette kapitlet forsøker vi å kartlegge hvilke teknologier som egner seg best til å levere en gitt tjeneste, basert på tre tekniske parametere: nominell effekt, varighet og responstid. Med nominell effekt mener vi den maksimale effekten en lagringsenhet kan absorbere eller levere til enhver tid. Varighet, eller utladingstid, er tiden en lagringsenhet kan levere strøm ved maksimal effekt, altså mengden energi den kan levere (og lagre). Responstid sier noe om hvor lang tid det tar å gå fra «null til hundre», altså før lagringsenheten leverer energi på maksimal effekt.





Tabell 5.1 viser hvilke (typiske) krav de ulike tjenestene stiller til nominell effekt, varighet og responstid, basert på DNV GL ekspertise, (Deloitte, 2015), (Baumgarte, Glenk, & Rieger, 2019) og (Palizban & Kauhaniemi, 2016). Kravene for FFR er hentet fra «Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area» fra ENTSO-E (ENTSO-E, 2019).

**Tabell 5.1: Typiske (tekniske) egenskaper ved de ulike energilagringstjenestene**

		Nominell effekt [MW]		Varighet [timer]		Responstid [sekunder]	
		Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks
Produksjon	Lastflytting	1	500	2	Dager	60	1800
	Redusere struping	10	500	2	6	60	1800
	Møte produksjonsprognoser	1	100	2	8	60	3600
	Black start	10	50	0,25	5	1	60
Transmisjon og distribusjon	Frekvensregulering (FCR)	10	100	0,5	1	0,005	15
	Frekvensregulering (FFR)	NA	50	0,1-0,5	NA	0,7	1,3
	Frekvensregulering (aFRR)	1	100	0,5	1	10	30
	Frekvensregulering (mFRR)	10	100	1	1	30	60
	Spenningskvalitet	1	10	0-0,25 (avhengig av behov)	0,25-1 (avhengig av behov)	0,001	0,1
	Flaskehals	1	100	1	8	60	3600
	Optimal lastflyt	1	100	0,25	4		
	Beredskap	10	50	1	5	1	60
Forbruk	Reduserte effekttopper	0,05	10	4	11	1	60
	Arbitrasje	0,05	10	4	11	60	3600
	Økt egenkonsum	0,001	1	2	6	60	3600
	Nødstrøm/UPS	1	10	4	10	10	60
	Mikronett/øydriфт	0,05	10	1	8	10	60
Engros-marked	Arbitrasje	40	500	1	10	60	3600
Langtids-lagring	Langtids- og sesongarbitrasje	10	1000	Dager	Måneder	3600	Dager

## 5.2.1 Egnethet – hvilke teknologier kan levere de ulike tjenestene?

Ved å ta utgangspunkt i de tekniske egenskapene til teknologiene (se vedlegg 9.3) har vi forsøkt å kartlegge hvilke teknologier som egner seg best til å levere en gitt tjeneste, eller hvilke tjenester hver enkelt teknologi egner seg for å levere. Dette er i stor grad basert på intern ekspertise på energilagring i DNV GL, men verifiseres av en rekke kilder (World Energy Council, 2020), (European Commission, 2019), (Deloitte, 2015). Det bør merkes at i vår gjennomgang av kilder var det store variasjoner i hvilke teknologier som egnet seg best til hva, og våre resultater kan derfor avvike noe fra andre kilder. Vi har derfor også forsøkt å ha et større spenn i «grad av egnethet», som her fordeles mellom uegnet, noe egnet, egnet og velegnet som vist i figur 5.2:

	Uegnet	Teknologien har ikke de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste.
	Noe egnet	Teknologien har til en viss grad de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste.
	Egnet	Teknologien har de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste, men er ikke eller i liten grad brukt til å levere denne tjenesten i dag.
	Velegnet	Teknologien har de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste, og brukes til å levere denne tjenesten i dag.


**Figur 5.2: Beskrivelse av grad av egnethet**

Resultatet er oppsummert i Figur 5.3. Her har vi valgt å ta med alle teknologiene som ble ansett som relevante etter filtreringen i fase én, se kapittel 3.3, for å gi et større oversiktsbilde. Teknologiene som fortsatt er relevante etter filtreringen i fase to, se kapittel 0, er uthevet. For en lignende oversikt for alle teknologier, se vedlegg 9.4.

		Pumpekraft	Lagring av trykkluft	Lagring av flytende luft	Svinghjul	Li-ion-batteri	Flytbatteri	Hydrogen	Termisk lagring	Fleksibel last
Kraftprodusenter	Flytting av produksjon	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Redusere pålagt struping	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Møte produksjonsprognoser	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Black start	●	●	●	●	●	●	●	●	●
TSO	Frekvensregulering	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Flaskehals	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●	●	●	●	●
DSO	Spenningskvalitet	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Flaskehals	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Optimal lastflyt	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sluttbrukere	Redusere effekttopper	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Arbitrasje	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Økt egenkonsum	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Nødstrøm/ UPS	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Mikronett/ øydrift	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Engros-marked	Arbitrasje	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Annet	Sesonglagring	●	●	●	●	●	●	●	●	●

**Figur 5.3: Egnethet – hvilke teknologier kan levere de ulike tjenestene?**

Kartleggingen viser at litium-ionbatterier er den mest fleksible teknologien, da de egner seg godt til å levere de fleste tjenester. Dette gjelder også for flytbatterier, men disse egner seg bedre til tjenester som krever større lagringsenheter.



Lagring av flytende luft er fortsatt en mindre utprøvd teknologi, men kan egne seg til godt til både lastflytting, flaskehalshåndtering foran måleren, beredskap og sesonglagring. Teknologien antas å være mindre egnet bak måleren på grunn av størrelse og varighet på systemet, men kan samlokaliseres med industri og for eksempel bidra med reduksjon av effekttopper (eller bedre utnyttelse av spillvarme og/eller -kulde).

Termisk lagring, som her er antatt å være mindre egnet for konvertering tilbake til strøm enn til direkte bruk av varme, egner seg best til lastflytting og sesonglagring. Sesonglagring kan for eksempel gjøres for større systemer ved at overskuddsproduksjon varmer opp store bassenger eller brønner som brukes til oppvarming senere, og lastflytting ved at elektrisitet brukes til å varme opp et medium i lavlasttimer som brukes til oppvarming i høylasttimer (reduksjon av effekttopper).

Til sist viser kartleggingen at fleksible laster (forbrukerfleksibilitet) egner seg godt til flere tjenester, særlig flaskehalshåndtering i distribusjonsnettet og reduksjon av effekttopper bak måleren. Forbrukerfleksibilitet har også mye potensiale for frekvensregulering, men dette krever tilgang til reservemarkedene gjennom en aggregator.

### 5.3 Oppsummering

I kapittel 5 har vi sett på hvilke bruksområder som finnes for energilagring, hvilke formål de har for ulike tjenester, og hvilke aktører i verdikjeden som potensielt vil dra nytte av dem. Vi har også sett hvilke teknologier som egner seg best til de forskjellige bruksområdene, og kan trekke fram følgende hovedfunn:

- Litium-ionbatterier er den mest fleksible teknologien, og egner seg godt til de fleste bruksområder. Dette gjelder også for flytbatterier, men disse egner seg bedre der det kreves større lagringsenheter.
- Lagring av flytende luft kan egne seg til bruksområder som krever større lagringsenheter, slik som lastflytting, flaskehalshåndtering foran måleren, beredskap og sesonglagring. Den er likevel mindre utprøvd enn andre teknologier. Bak måleren kan teknologien egne seg for samlokalisering med industri for reduksjon av effekttopper, spesielt der den kan dra nytte av spillvarme og/eller -kulde.
- Termisk lagring er best egnet til lastflytting og sesonglagring, og bør brukes til formål som kan dra nytte av varmen (eller kulden) direkte.
- Forbrukerfleksibilitet er særlig egnet til flaskehalshåndtering og reduksjon av effekttopper bak måleren, men kan også egne seg for flere formål dersom det legges til rette for dette (slik som tilgang til aggregatorer).

I neste kapittel skal vi se på behovet for fleksibilitet i Norge, og hvilke bruksområder vi anser som mest aktuelle for det norske kraftsystemet mot 2030. Med bakgrunn i dette, og kartleggingen over, vil det utpeke seg et knippe teknologier som egner seg best til å tilby disse tjenestene.

## 6 FLEKSIBILITETSBEHOV I NORGE MOT 2030

I dette kapitlet drøfter vi behovene for fleksibilitet i Norge det neste tiåret. Utgangspunktet er at vi allerede har et svært fleksibelt kraftsystem. Drevet frem av klimapolitikken med ønske om mer elektrifisering og av prisfall på så vel variable kilder til strømproduksjon som teknologier for energilagring og informasjons- og styringsteknologi, kan det forventes at både tilbud og etterspørsel etter fleksibilitet vil øke. Vi går derfor nøyere gjennom lagringstjenester som forventes å være eller bli aktuelle frem mot 2030, før vi avslutter med å drøfte roller, aktører og barrierer i dette markedet i en norsk kontekst.

### 6.1 Norge - verdensledende i energilagring og fleksibilitet

**Norge har allerede et av verdens mest fleksible kraftsystemer. Det skyldes i hovedsak tre forhold: For det første har vi regulerbar vannkraft som kan øke og redusere produksjon raskt.**


Magasinene, med samlet lagringskapasitet på 87 TWh potensiell kraftproduksjon, er et produksjonsapparat for elektrisitet som er mer fleksibel enn andre fornybare kraftsystemer. Norge har til og med snø og is som drøyer oppfyllingen av magasinene enn om det hadde vært regn, en form for energilagring før det lagres i magasinene. Norges vannmagasiner for kraftproduksjon utgjør om lag halvparten av lagringskapasiteten for potensiell elektrisk energi i Europa om vi ser bort fra fossile brensler. Andre land med like god fleksibilitet på tilbudssiden har svært mye termisk kraftproduksjon basert på fossile brensler og/eller kjernekraft. Når disse teknologiene fases ut, vil Norges relative posisjon forbedres ytterligere.

**For det andre har det norske energisystemet en etterspørselsside etter elektrisitet og varme som er mer fleksibel enn det som er vanlig i andre land.** Årsaken til dette er delvis på grunn av

vannkraftens historiske og generelt lave kostnadsnivå sammenlignet med termisk kraftproduksjon, og delvis på grunn av variasjonen i tilgangen på vannkraft. Der andre land gjerne bruker fossile brensler til for eksempel oppvarming har det tradisjonelt vært rimeligere å benytte elektrisitet direkte i Norge, både til romoppvarming, vannoppvarming, tilberedning av mat og til snøsmelting. Mye av dette kan ikke uten videre fjernstyres, men det tekniske potensialet for fleksibilitet på forbrukssiden er meget stort i Norge. Norske gartnerier og veksthus er et godt eksempel på at vi i årtier har utnyttet denne fleksibiliteten når det har vært knapphet på effekt, energi eller nettkapasitet. Energietterspørselen i Norge er 'trent opp' til å reagere på pris; i tørrår med relativt høye priser øker konsumet av andre brensler og forbruket av elektrisitet blir lavere enn temperaturen skulle tilsi.

Disse to forholdene tilsier at Norges evne til å håndtere en avkarbonisering av energibruken ytterligere gjennom elektrifisering er eksepsjonelt god i internasjonal sammenheng. Vår mulighet til å dra nytte av prisfallet på for eksempel vindkraft og solenergi er usedvanlig god. Vi kan legge til en betydelig kapasitet vindkraft uten særlig bekymring for periodene uten vind – fleksibiliteten på etterspørselen og i vannkraften vil i lang tid fremover være rikelig for å håndtere de lagringsbehov som måtte oppstå.

**Den tredje faktoren som gjør at Norge skiller seg ut fra resten av verden er knyttet til den normale variasjonen i kraftforbruket,** med (mulighet for) svært høyt forbruk på kalde vinterdager og svært lavt forbruk på milde sommernetter. På grunn av den høye andelen elektrisk oppvarming i Norge er denne variasjonen større enn i de fleste andre land i verden. Strømnettet må uansett dimensjoneres for å håndtere det største momentanforbruket. Store deler av året er det dermed svært mye ledig kapasitet i strømnettet i Norge, selv om det finnes en rekke spesifikke unntak. Inntil nylig var det, med unntak av i transmisjonsnettet, ingen annen mulighet å håndtere momentanforbruket enn å bygge



rikelig med kapasitet i nettet når man først bygger<sup>16</sup>. Med moderne kommunikasjons- og prosesseringsteknologi åpner det seg nye muligheter fremover, også i lokale distribusjonsnett. Utgangspunktet er imidlertid at det norske strømmettet har forholdsvis mindre kapasitetsutfordringer enn for eksempel mange av våre naboland. Vårt strømmett er allerede ganske robust og fleksibelt.

Et særtrekk ved det norske kraftsystemet er at vi allerede har mye fleksibilitet tilknyttet distribusjonsnettet. I land der lite av kraftetterspørselen er knyttet til behov for termisk energi (varme eller kjøling) kommer det meste av fleksibiliteten i kraftsystemet fra tilbudssiden. Dersom dette i hovedsak er større termiske kraftverk er disse ofte knyttet til transmisjonsnettet. Når eksisterende fleksibilitet i stor grad er tilknyttet distribusjonsnettet legger det blant annet til rette for at lokale behov potensielt kan dekkes av allerede eksisterende ressurser. Dette kan derimot redusere inntjeningspotensialet for annen ny energilagring.

En av mekanismene som har bidratt til dagens fleksibilitet er ordningen med såkalt utkoblbar tariff. Nettbrukere som gartnerier og fjernvarmeanlegg har fått betydelig rabatt på nettleien i bytte mot å akseptere full eller betydelig reduksjon i krafttilgangen på forholdsvis kort varsel. Gartnerier har ofte basert seg på fyringsolje eller biobrensel når det har vært aktuelt. Fjernvarmeanlegg benytter ofte elektrisitet bare når tilgangen er ekstra god, men har i noen grad også etablert akkumulatortanker for å utnytte forskjeller i energi- og brenselpriser og i varmeetterspørsel optimalt.

## 6.2 Forventede utviklingstrekk

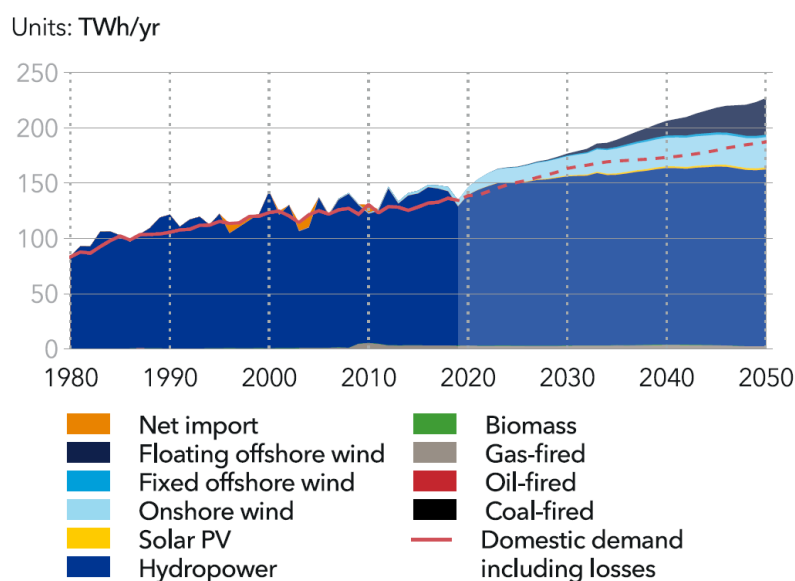
Egenskapene ved energisektoren i Norge som er beskrevet over regner vi med vil vedvare i overskuelig fremtid og prege etterspørselen etter fleksibilitet de neste tiårene. De viktigste endringene fremover blir økende elektrifisering av energiforbruket, økt utbygging av uregulerbar kraftproduksjon, mer krafthandel mellom land og høyere utnyttelse av og nye muligheter i strømmettet.

Elektrifiseringen som vi venter skyter fart fremover mot og forbi 2030 fører blant annet til behov for økt kraftproduksjon. Frem mot 2050 fremskriver DNV GL en økning i strømbehovet på 37 prosent, hvorav 22 prosent må dekkes av annet enn vannkraft. Dette vil hovedsakelig komme fra vindkraft og noe sol, som begge er vanskelig å tilpasse til det momentane forbruket. Det kan medføre større variasjon i kraftpriser, både gjennom døgnet og mellom sesonger (DNV GL, 2020).

---

<sup>16</sup> Dette er naturligvis en forenkling, men gjelder særlig deler og nettanlegg det er kostbart å bytte før levetiden er ute, som for eksempel jordkabler. Enkle nettstasjoner kan skiftes, men er de bygget inn i bygningsmasse, kan det være kostbart å skifte til større enheter.





Historical data source: SSB (2020), IEA WEB (2019)

**Figur 6.1: Strømforsyning i Norge frem mot 2050 (DNV GL, 2020)**

Forbruksvekst og kraftutbygging fører også til nye og flere utfordringer i strømmettet lokalt og nasjonalt. Kapasiteten i nettet blir presset og variasjonen i produksjon og forbruk kan øke utfordringer knyttet til stabilitet i nettet og retning på strømflyten i nettet. Med større kapasitetsutnyttelse følger også økende utfordringer knyttet til å finne tidspunkter som egner seg for vedlikehold av nettet.

Samtidig åpner teknologiutvikling som nevnt nye muligheter for å tilfredsstille etterspørselen etter nett og nettilknytning. Alternativene til nett blir flere og mer relevante: blir nettkapasiteten utilstrekkelig er alternativene i hovedsak fleksibilitet i forbruket og lagring av energi.

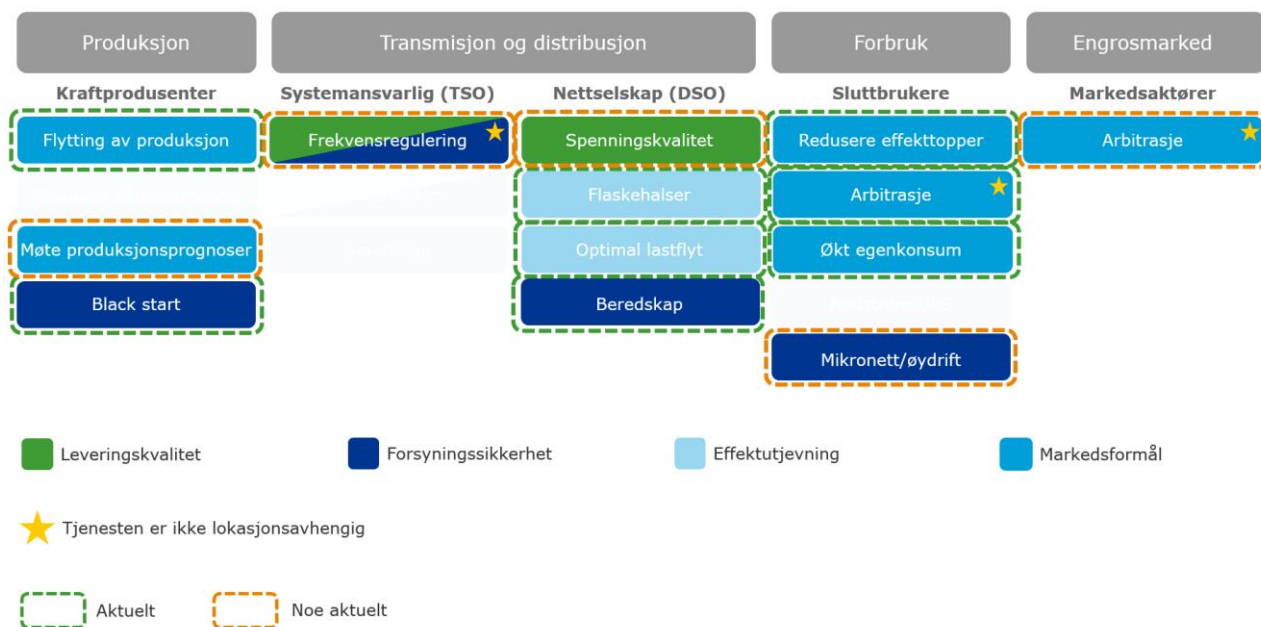
I tillegg er det grunn til å tro at prisfallet på en del typer batterier åpner nye muligheter for å opprettholde eller øke leveringskvaliteten på strøm selv om bruken av strømmettet endrer seg kraftig, samt øker konkurransen ytterligere på områder hvor vi allerede har god fleksibilitet i Norge. Med 'gårsdagens' teknologi og priser på batterier og kommunikasjons- og prosesseringsteknologi ville lagring ikke vært et alternativ om leveringskvaliteten blir for dårlig. Tidligere måtte nettselskapene investere i flere eller større komponenter i nettet om leveringskvaliteten ikke holdt mål. Lagring vil fremover kunne bli et reelt alternativ.

## 6.3 Aktuelle tjenester

Med utgangspunkt i gjennomgangen ovenfor er det noen tjenester som peker seg ut som mer aktuelle enn andre når det gjelder potensiell nytte av (nye) energilagringsteknologier. Det mest aktuelle synes å være teknologier som egner seg for hyppige og kortvarige ladesykluser, der vannkraftsystemet og/eller forbrukerfleksibilitet tradisjonelt har vært for kostbart eller lite hensiktsmessig. Anvendelser der lagringshorisonten er uker eller måneder er lite aktuelle; nye lagringsteknologier kan neppe konkurrere med vannmagasiner og mulighetene for å utnytte andre brensler i kortere perioder.

Figuren nedenfor gir et overblikk over de tjenestene som synes mest aktuelle i det norske energisystemet, basert på Figur 5.2 i kapittel 35 om energilagringstjenester generelt. De grå feltene i figuren angir hvem som potensielt vil etterspørre lagringstjenestene. De kulørte boksene under angir hvilke tjenester det eventuelt er snakk om, der fargen viser hva slags formål disse tjenestene eventuelt

oppfyller for kjøperen. Nedenfor forklarer vi nærmere behovet for de enkelte tjenestene. For mer detaljert beskrivelse av hver enkelt tjeneste og figurforklaring, se kapittel 5.



**Figur 6.2: Relevante tjenester i det norske energisystemet i 2030**

### 6.3.1 Kraftprodusenters behov

Vannkraftprodusenter har i utgangspunktet ikke spesielt store behov for energilagring utover sine egne vannmagasiner. Normalt har lagringsbehov blitt hensyntatt i designet av kraftverket da det ble bygget. Behovene for lagring ble da vurdert sammen med blant annet miljøkonsekvensene av vannmagasinene.

De fleste større produksjonsanlegg for vannkraft har imidlertid mulighet for å starte opp fra dødt strømmnett, såkalt black start, enten fordi de har villet det selv eller på grunn av pålegg i henhold til beredskapsforskriften. Oppstart fra dødt nett krever strøm for eksempelvis å styre prosessene, styre ventiler og for magnetisering av generator. Strømmen kan hentes fra nødstrømsaggregat (dieselgenerator) eller en batteripakke. Med batteripakke slipper de en del ulemper knyttet til dyr diesel, eksos og vedlikehold som kan være utfordrende for anlegg i fjell. Slike batteripakker kan potensielt benyttes til salg av andre tjenester, men neppe uten administrative utfordringer.

Noen vannkraftanlegg tester dessuten ut om batterier i tilknytning til generatoren gjør kraftverket bedre i stand til å oppfylle sine produksjonsplaner og fremfor alt tilfredsstille krav hos de som kjøper tjenester fra kraftverket (som TSOer, se nedenfor om nettselskaps behov).

For andre produksjonsanlegg for elektrisk kraft, som vindkraft og solenergi, kan det være aktuelt med kortvarig lagring av kraftproduksjon som ikke kommer nøyaktig på det tidspunkt som passer eieren eller kraftsystemet, enten for å unngå struping eller for å optimere salg av produksjon.

### 6.3.2 Nettselskaps behov

Når det gjelder nettrelaterte behov kan det være hensiktsmessig å skille mellom TSOer sitt behov som nasjonalt systemansvarlig virksomhet og alle nettselskaperens behov knyttet til deres ansvar for kapasitet og kvalitet på netjtjenestene de leverer til sine kunder.

Som nasjonalt systemansvarlig virksomhet har Statnett blant annet ansvar for å ivareta Norges forpliktelser knyttet til frekvensen i strømmettet. Dette kalles ofte balanseringsansvaret. Etter en omfattende standardisering har europeiske TSOer definert fire hovedprodukter eller tjenester som de kjøper for å ivareta balanseringsansvaret. Hver TSO er ansvarlig for at disse tjenestene er tilgjengelig i avtalt omfang i hvert sitt område. Norden samarbeider i stor grad om balansering av felles kraftsystem, og flere av markedene omtalt under er, eller vil i løpet av de neste årene, bli fellesnordiske. Det innebærer at det blir nordisk konkurranse om å tilby de billigste ressursene.

Ved ubalanse (momentan forskjell i samlet kraftproduksjon og kraftforbruk) aktiveres først primærreservene, FCR. Dette skjer automatisk når frekvensen i nettet avviker fra 50.0 Hz. I Norge er alle vannkraftverk over 10 MW forpliktet til å bidra med FCR-ressurser. Batterier forventes å kunne ta en betydelig del av dette markedet. Dels tilbyr batterier raskere reaksjon enn vannkraftverk normal klarer og dels venter man at batterier som uansett installeres (for andre formål, for eksempel elbiler) relativt enkelt kan benyttes til denne tjenesten.

Dersom ubalansen vedvarer i flere minutter aktiveres sekundærreservene, aFRR. Dette skjer også automatisk. I dag er det i hovedsak produksjonsanlegg som leverer aFRR, men det legges til rette for deltagelse fra andre ressurser slik som forbrukere (Statnett, 2020).

Ved ytterligere behov for frekvensregulering, samt for håndtering av regionale flaskehals, aktiveres tertiærreserver (mFRR, tidligere kalt regulerkraft (RK) i Norge). Dette er manuelle reserver med aktiveringstid opp mot 15 minutter. Både produksjon og forbruk kan tilbys i markedet (Statnett, 2018).

Dersom frekvensen skulle falle betydelig (under 49 Hz) aktiveres Fast Frequency Reserves (FFR). Dette er en relativt ny tjeneste i Norden, der Svenska Kraftnät tok den i bruk første gang i 2020. Statnett gjennomførte et demonstrasjonsprosjekt i Norge i 2020.

I årene fremover forventer de nordiske TSOene flere og større variasjoner i frekvensnivået. Det kommer av at det bygges ut stadig mer uregulerbar kraftproduksjon, krafthandelen med utlandet øker, samt at elektrifisering kan gi større variasjon i forbruket. Disse utviklingstrekkene fører både til en mer volatil kraftprisutvikling og en annerledes driftssituasjon i nettet. For å drive nettet mest mulig effektivt kan det være ønskelig og/eller nødvendig at forbrukersiden kan tilby fleksibilitet basert på forbruksvariasjon eller energilagring til kraftsystemet.

Utover balanseringsansvaret står alle nettselskap overfor krav til leveringskvaliteten for sine tjenester. Dette gjelder spesielt krav til spenning og til kapasitet. Tradisjonelt har energilagring hatt liten betydning på dette området (med unntak av kondensatorbatterier som brukes til spenningskontroll). Avhengig av forholdene lokalt kan det være aktuelt med lagring som alternativ til eller utsettelse av tradisjonell nettførsterkning/utskifting av eldre nettanlegg. I mange tilfeller er imidlertid fleksibelt forbruk også et relevant alternativ.

Rent hypotetisk kan nettselskap også benytte lagringstjenester til å jevne ut kraftflyten og slik redusere overføringstapet i nettet. Ettersom det også er konverteringstap i selve energilagringen og siden verdien av tapsenergien generelt ikke er veldig høy, vil imidlertid nytteverdien av slike lagringstjenester som oftest være for lav til å være relevant.

### 6.3.3 Forbrukeres behov

For brukere har lagring tradisjonelt vært viktig der kravet til leveringssikkerhet er ekstra høyt (nødstrømsanlegg, UPS) og der akkumulatortanker kan bidra til bedre økonomi i varme- eller kjøleanlegg. Av nye behov synes de mest aktuelle å være knyttet til muligheten for å optimere uttak fra kraftnettet, for eksempel for å unngå høye effektopper og dermed redusere nettleien eller for å muliggjøre tilkobling til nettet raskere eller billigere enn uten lokal lagring (for eksempel el-ferger). For enkelte kan det også være aktuelt å vurdere lokal lagring for å bedre utnyttelsen av egenprodusert energi som for eksempel solceller.

### 6.3.4 Muligheter i engrosmarkedet for kraft

Der det er prisforskjeller i tid, for eksempel mellom natt og dag, kan energilagring også brukes til å kjøpe billig energi som senere kan selges til en høyere pris. Det vil normalt være en viss kommersiell risiko knyttet til slik handel, men for enkelhets skyld har vi i figur 6.1 ovenfor kalt dette for arbitrasje. Prisforskjellen må naturligvis minst dekke konverteringstapet i lagringsteknologien. Dersom det sjeldent er stor nok prisdifferanse vil det normalt være lite aktuell som forretningside, bortsett fra for batterier som uansett befinner seg i kraftsystemet (som batteriene i elbiler).

## 6.4 Aktuelle energilagringsteknologier

Med utgangspunkt i matchingen mellom teknologier og bruksområder i kapittel 5.2, viser Figur 6.3 hvilke energilagringsteknologier som egner seg best til å levere de tjenestene vi anser som relevante for det norske kraftsystemet mot 2030. Her har vi valgt å utheve de tjenestene som er mest aktuelle – de som er mindre aktuelle er grået ut. Vi har også kun tatt med de teknologiene som kom seg videre fra filtreringen i fase to (på kostnader og miljøaspekter, se kapittel 0), og valgt å utheve de områdene der teknologiene scorer høyt (det vil si at teknologien enten er 'egnet' eller 'velegnet' til å levere en gitt tjeneste).

		Lagring av flytende luft	Li-ionbatteri	Flytbatteri	Termisk lagring	Fleksibel last
Kraftprodusenter	Flytting av produksjon	●	●	●	●	●
	Møte produksjonsprognoser	●	●	●	●	●
	Black start	●	●	●	●	●
TSO	Frekvensregulering	●	●	●	●	●
DSO	Spenningskvalitet	●	●	●	●	●
	Flaskehals	●	●	●	●	●
	Optimal lastflyt	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●
Sluttbrukere	Redusere effekttopper	●	●	●	●	●
	Arbitrasje	●	●	●	●	●
	Økt egenkonsum	●	●	●	●	●
	Mikronett/ øydrift	●	●	●	●	●
Engros-marked	Arbitrasje	●	●	●	●	●

**Figur 6.3: Aktuelle energilagringsteknologier for det norske kraftsystemet i 2030**

Igjen er det litium-ionbatterier som peker seg ut som den mest fleksible teknologien, og kan brukes til alle bruksområder vi anser som aktuelle i det norske kraftsystemet. Med kontinuerlig forbedring i teknologi og kostnadsreduksjoner frem mot 2030 fremstår litium-ionbatterier som et reelt alternativ til flere formål.

For lagring av flytende luft er det særlig beredskap og black start som kan være aktuelt, men det krever tilgang på høykvalitets varme (eller kulde) for å øke effektiviteten til systemet.

Flytbatterier konkurrerer med litium-ionbatterier for de fleste bruksområder, og er en mindre utprøvd og utviklet teknologi. Etter 2030 forventes det likevel store forbedringer, både i teknologi og kostnad, og kan være et aktuelt alternativ til litium-ionbatterier for bruksområder som krever større lagringsenheter, er opptatt av sikkerhet, eller vil ha mulighet til å skalere energi og effekt uavhengig av hverandre.

Termisk lagring er en attraktivt og kostnadseffektiv løsning for bruk til varme- eller kjøleformål, spesielt for reduksjon av effekttopper.

Til slutt er forbrukerfleksibilitet et kostnadseffektivt alternativ til batterier for flere bruksområder, særlig for sluttbrukere og i distribusjonsnettet.

## 6.5 Aktuelle roller, barrierer og inntjeningsmodeller

Aktuelle brukere av lagringsteknologier kan være nettselskap, kraftprodusenter, forbrukere eller andre som rett og slett vil tjene penger på å bruke energilager. Av alle disse er det en gruppe som skiller seg ut for fremtidig bruk, og det er selskaper som driver strømmnett. I motsetning til alle andre brukere av batterier og batteritjenester er dette strengt regulerte monopolselskaper som får sine inntekter fastsatt av Reguleringsmyndigheten for energi, RME. Av hensyn til behovet for at denne reguleringen skal være så effektiv som mulig, er det gode grunner til at deres muligheter til å eie batterier selv begrenses (DNV GL, 2018).<sup>17</sup> Nettselskapene bør derfor planlegge for å kjøpe tjenester fra andre aktører, selv om de inntil videre ikke er bundet av dette.

For alle andre aktører er det derimot ingen regulatoriske hindringer og de står dermed fritt til å ta de roller de ønsker. Aktuelle roller er eier, teknisk og kommersiell operatør.

Eierrollen er knyttet til utvikling av en komplett forretningsmodell med potensiale for tilstrekkelig inntjening, eventuelt salg av tjenester, finansiering og ikke minst organisering av den operative driften. For eieren er det imidlertid ikke opplagt at det riktige er å stå for den tekniske eller kommersielle driften selv, selv om det også er fullt mulig. Teknisk drift og vedlikehold av et energilager krever andre kompetanser enn det som potensielt er eierens kjernekompetanse. Avhengig av eiernes ressurser og strategi kan det være bedre å kjøpe slike tjenester av andre.

På samme måte kan 'produksjonen' av tjenester fra et energilager innebære løpende beslutninger om kjøp og salg av energi, ikke ulikt aktivitetene hos en krafthandler (trader). Mens noen potensielle eiere kan være komfortable med å gjøre dette selv, kan andre søke etter tjenesteleverandører som gjør dette, om lag på samme måte som forvaltere som hjelper industrivirksomheter med å forvalte deres kraftkjøp. Tilsvarende kan også salg av tjenester til nettselskap være såpass spesialisert virksomhet at ikke alle eiere vil påta seg dette.

Endelig er det heller ikke opplagt at aktører som ser for seg en rolle innen teknisk eller kommersiell drift har de beste forutsetninger for å ta på seg eierrollen.

Frem til nå har markedet for lagringstjenester i Norge i stor grad vært dominert av vannkraftaktører som eier sine egne vannmagasin fordi disse er en integrert del av kraftverkene, og av nødstrømsanlegg som ofte eies av brukeren, men der teknisk drift i mange tilfeller utføres av en batterileverandør. Etter hvert som lagringstjenester gjør sitt inntog i strømmettet, vil det trolig bli plass til flere aktører og større variasjon i hvordan aktører kombinerer flere roller i samme foretak.

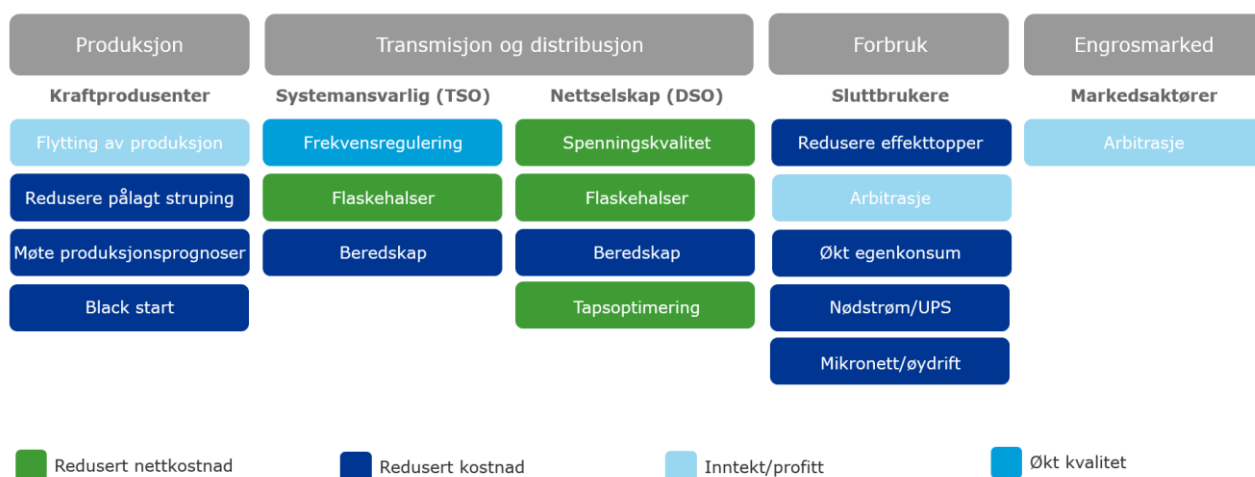
Blant de etablerte aktørene i kraftbransjen er det grunn til å forvente fortsatt konsolidering. Det blir stadig mer utfordrende å være en liten aktør, spesielt i nettbransjen og i markedet for salg av strøm og energiløsninger til sluttbrukere. Samtidig er det stort rom for innovasjon, både med tanke på kunderelasjoner og på anvendelse av fleksibilitet og lagringsressurser. Det tilsier at det kan komme inn nye aktører nettopp i kundegrensesnittet og knyttet til bruk og salg av lagringstjenester.

I den sammenheng er det òg viktig å huske på potensialet til den eksisterende fleksibiliteten i det norske kraftsystemet. Det gjelder for eksempel smart styring av den fleksible lasten i elbillading, oppvarming av areal og varmtvann. Denne fleksibiliteten kan realiseres med betydelig lavere investeringskostnader enn for energilagring, og er slik sett en konkurrent. Hvis dette fleksibilitetspotensialet blir realisert først, kan det, avhengig av geografisk plassering og tjeneste, redusere inntjeningspotensialet for energilagring.

<sup>17</sup> EUs elektrisitetsdirektiv (recast) (2019/944) slår i artikkel 36 og 54 fast at DSOer og TSOer som hovedregel ikke skal eie energilager.

For at lagringstjenester skal tas i bruk i stor skala må det dermed være lønnsomt. Figur 6.4 viser ulike måter energilagringssystemer kan skape verdi for brukeren av systemet, basert på de identifiserte tjenestene i kapittel 5. De grå feltene i figuren angir hvem som potensielt er brukere (og kjøpere) av tjenesten. De kulørte boksene under angir hvilke tjenester det eventuelt er snakk om. Fargen viser hvilken verdi det kan ha for brukeren.

For det første kan energilagringssystemer bidra til redusert nettkostnad dersom investerings- og driftskostnaden for lagringssystemet er lavere enn tilsvarende kostnad for å oppgradere nettet. For det andre kan de bidra til å redusere kostnader på flere nivåer: Det kan være i form av redusert kostnad for dyre nødstrømanlegg som dieselaggregatorer, redusert strømregning hos sluttbrukeren, eller unngåtte kostnader hos kraftprodusenter ved å møte produksjonsprognoser. For det tredje kan lagringssystemene brukes til direkte inntjening, enten ved å flytte produksjon til timer med høyere markedspriser, eller ved å drive med arbitrasje.




**Figur 6.4: Lønnsomhet for brukere av de ulike tjenestene**

Det er prisfallet på lagringsteknologier som nå åpner for nye muligheter. Som vi så i kapittel 3.1 forventes det en kraftig reduksjon i kostnader for blant annet litium-ionbatterier på verdensbasis, men i overskuelig fremtid er energilagring fortsatt kostbart sammenlignet med alternative løsninger (slik som forbrukerfleksibilitet). Spesielt i de nærmeste årene blir det derfor en særlig utfordring å kunne kombinere flere anvendelser av samme energilager og slik sett bygge opp flere kilder til lønnsomhet (ofte omtalt som 'value stacking'). Faller lagringskostnadene tilstrekkelig kan derimot flere anvendelser hver for seg være tilstrekkelige for å skape gode forretningsmodeller.

I denne overgangsfasen kan det oppfattes som en barriere at ikke alle roller er fylt med aktører. Kanskje er det ingen som tilbyr relevante lagringsbaserte tjenester til et nettselskap, eller kanskje er det vanskelig å finne noen som kan påta seg kommersiell drift av et energilager som er finansiert og i bruk. Dette kan tilsi et behov for å stimulere til etablering av ulike tjenester. Det er imidlertid ingen markedsvikt at et marked ikke har kommet i gang dersom teknologien er ny eller er i ferd med å bli kommersielt relevant – det er helt normalt med utfordringer i en startfase.

Nettselskap er godt vant til å basere seg på tjenester fra tredjeparter i tilknytning til enkelte deler av sin kjernevirksomhet. Eksempelvis brukes det i stor grad eksterne entreprenører til selve byggingen og til løpende vedlikehold av nettanlegg. Eksterne konsulenter er ofte involvert i forbindelse med planlegging



av anlegg også. Derimot er det liten tradisjon og erfaring med å basere seg på innkjøpte tjenester eller uavhengige parter som et alternativ til en konkret utbygging, eller som et tiltak for å gjøre en utbygging noe mindre enn den ellers ville ha vært. Rett nok finnes det noen viktige unntak fra denne tendensen, slik som ordningen med utkoblbar tariff eller innfasing av effekttariffer på forbrukernivå. Det vil imidlertid ikke være overraskende om den beskjedne erfaringen med bruk av tjenester fra tredjeparter som alternativ eller som dimensjonerende ved planlegging av nytt nett i realiteten er en vesentlig barriere.

Liten erfaring med og kunnskap om hvordan slike tjenestekjøp kan organiseres er potensielt også en barriere. En del aktører har som nevnt erfaring med utkoblbar tariff. Alternative utforminger av slike tariffer kan tenkes, men er lite utprøvd. Men i tillegg finnes det også andre måter å kontrahere på, for eksempel gjennom direkte forhandlinger eller anbud om avtaler av en viss varighet. Utforming av slike avtaler er imidlertid ukjent mark for de fleste potensielt involverte aktører. En kan også kombinere langsiktige avtaler med markedsplasser eller plattformer rettet inn mot bruk av slike avtaler, men også her er det begrenset erfaring foreløpig.

Dette tilsier at en bør vurdere tiltak for å fremme utvikling av robuste forretningsmodeller, jf. behovet for å kombinere ulike tjenester fra samme ressurs, og for å stimulere nettselskap til å vurdere lagring og fleksibilitet som reelle alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer. Konkret kan en vurdere flere pilotprosjekter for anskaffelse og bruk av fleksibilitet i nettvirksomheten. Temaet i slike pilotprosjekt kan gjerne variere; både tekniske, avtalemessige og kommersielle forhold kan være aktuelt å teste ut.

Utfordringene vi peker på ovenfor retter seg ikke spesifikt mot konkrete teknologier. Gitt omstendighetene mener vi det er riktigere av Enova å fokusere på anvendelser og organisering enn på teknologi som sådan.

## 6.6 Oppsummering

### Kort om Norge

Norge har allerede et av verdens mest fleksible kraftsystemer. Det skyldes i hovedsak tre forhold: For det første har vi regulerbar vannkraft som kan øke og redusere produksjon raskt. For det andre har det norske energisystemet en etterspørselsside etter elektrisitet og varme som er mer fleksibel enn det som er vanlig i andre land. Årsaken til dette er delvis på grunn av vannkraftens historiske og generelt lave kostnadsnivå sammenlignet med termisk kraftproduksjon, og delvis på grunn av variasjonen i tilgangen på vannkraft.

Et særtrekk ved det norske kraftsystemet er at vi allerede har mye fleksibilitet tilknyttet distribusjonsnett. Behovene for (ny) energilagring og fleksibilitet er derfor annerledes og generelt mindre i Norge enn i de fleste andre land.


### Forventede utviklingstrekk

De viktigste endringene fremover blir økende elektrifisering av energiforbruket, økt utbygging av uregulerbar kraftproduksjon, mer krafthandel mellom land og høyere utnyttelse av og nye muligheter i strømmettet. Tidligere måtte nettselskapene investere i flere eller større komponenter i nettet om netttutnyttelsen økte eller leveringskvaliteten ikke holdt mål. Lagring vil fremover kunne bli et reelt alternativ.

### Aktuelle tjenester

Vannkraftprodusenter har i utgangspunktet ikke spesielt store behov for energilagring utover sine egne vannmagasiner. Energilagring, som en erstatning for dieselaggregat for black start, kan være aktuelt.





Når det gjelder nettrelaterte behov kan det være hensiktsmessig å skille mellom TSOer sitt behov som nasjonalt systemansvarlig virksomhet og alle nettselskapenes behov knyttet til deres ansvar for kapasitet og kvalitet på netttjenestene de leverer til sine kunder.

For forbrukere har lagring tradisjonelt vært viktig der kravet til leveringssikkerhet er ekstra høyt

### **Aktuelle energilagringsteknologier**

De energilagringsteknologier som egner seg best til å levere de tjenestene vi anser som relevante for det norske kraftsystemet mot 2030 er vist i figur 6.3. Oppsummert er det litium-ionbatterier som peker seg ut som den best egnede teknologien, både på grunn av høy fleksibilitet, kontinuerlig forbedring i teknologi og fallende kostnader. Forbrukerfleksibilitet og termisk energilagring (for direkte bruk til varme eller kjøling) har også høyt potensiale for visse bruksområder.

### **Aktuelle roller, barrierer og inntjeningsmodeller**

Aktuelle brukere av lagringsteknologier kan være nettselskap, kraftprodusenter, forbrukere eller andre som rett og slett vil tjene penger på å bruke energilager. For nettselskap vil det være begrensninger knyttet til eierskap, men bortsett fra det er det ingen regulatoriske hindringer når det gjelder aktørers valg med tanke på hvordan de vil bruke energilagring eller hvilke roller de vurderer. Aktuelle roller er eier, teknisk og kommersiell operatør.

### **Utfordringer**

En særskilt utfordring fremover for aktørene er å finne gode forretningsmodeller for å utnytte lagringsteknologier i verdiskapingen i ulike deler av verdikjeden. Gitt omstendighetene mener vi det er riktigere av Enova å fokusere på anvendelser og organisering enn på teknologi som sådan.

## 7 ØKONOMISK ANALYSE: EGNED LØSNINGER FOR NORGE FREM MOT 2030

I dette kapitlet undersøker vi nærmere lønnsomheten i utvalgte teknologier og tjenestene de kan tilby basert på funnene så langt i rapporten. Dette gjøres delvis både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv. Det er både for å vise at det kan være en forskjell på perspektivene, og hvorfor forskjellene mellom dem oppstår.

### 7.1 Hva er (samfunns)økonomisk analyse?

Samfunnsøkonomisk analyse brukes for å kartlegge og synliggjøre virkninger av tiltak og investeringer. Hovedformålet med en samfunnsøkonomisk analyse er dermed å gi en systematisk vurdering av de virkningene som kan oppstå som følge av at et tiltak gjennomføres. Her sammenliknes også gjerne alternative løsninger for tiltaket.

For å gjennomføre en full samfunnsøkonomisk analyse der nytte- og kostnadsvirkninger blir identifisert og analysert, er det viktig å forstå bakgrunnen for tiltaket/investeringen. Hvilke problemer prøver man å løse og hvilke behov prøver man å tilfredsstille gjennom tiltaket? Denne informasjonen kan brukes til å identifisere relevante løsninger som kan svare ut problemet og behovene.

Når disse relevante løsningene er identifisert kan man gjennomføre en nytte-kostnadsanalyse for å sammenlikne de sannsynlige virkningene av dem. Det er en slik analyse som gjennomføres i dette kapitlet. De foregående kapitlene har langt på vei identifisert hva slags behov for energilagringstjenester det norske energisystemet kan ha i årene frem mot 2030. I dette kapitlet ser vi nærmere på ulike tiltak som kan adressere noen av disse behovene, og hvilke samfunnsøkonomiske virkninger det er sannsynlig at de vil ha sammenliknet med et nullalternativ. Et nullalternativ skal beskrive forventet utvikling gitt at tiltaket ikke finner sted.

I en slik nytte-kostnadsanalyse verdsettes alle positive og negative virkninger i kroner så langt det lar seg gjøre. Virkninger som ikke lar seg prissette, synliggjøres på en slik måte at de likevel kan tas hensyn til. Etter å ha diskontert de prissette virkningene til en netto nåverdi, vurdert de ikke-prissette virkningene og usikkerhetsnivå, kan man så gjøre en samlet vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet av de ulike alternativene som er vurdert.

#### 7.1.1 Samfunnsøkonomi vs. bedriftsøkonomi/privatøkonomi

En samfunnsøkonomisk analyse ser på hvilke virkninger som oppstår i forbindelse med et tiltak på samfunnsnivå. Disse virkningene er ofte ikke 1:1 sammenliknet med en bedriftsøkonomisk analyse. Det kommer av at økonomiske virkemidler som påvirker enkeltforbrukere og/eller bedrifter ikke alltid reflekterer det reelle behovet som finnes på samfunnsnivå. Forskjellen mellom analysetypene kan også vise seg i hvordan noen effekter slår ut for en og en person og hvordan det slår ut på samfunnsnivå. Forskjellen ligger dermed i perspektivet. Ser man på et tiltak ut ifra konsekvensene det har for en privatperson, en bedrift eller et samfunn som for eksempel Norge?

Et velegnet eksempel på dette er skatter og avgifter. For en bedrift eller privatperson vil skatter og avgifter som oftest fortone seg som rene utgifter. I et samfunnsperspektiv er skatt derimot bare en omfordeling fra en gruppe i samfunnet til en annen, da skatte- og avgiftsinntektene brukes til å tilby tjenester eller gjennomføre investeringer i Norge. Imidlertid gjør skatt og avgifter at folk og bedrifter tilpasser forbruket sitt på en måte som ikke nødvendigvis er optimal. I tillegg krever det også noe offentlig finansiering å samle inn alle skattene og avgiftene. I samfunnsøkonomiske analyser der det

offentlige finansierer investeringen eller tiltaket regnes det derfor med en kostnad som kalles en skattefinansieringskostnad.

For tiltak som handler om energilagring, nettutbygging, smart styring og liknende, vil ulikt perspektiv påvirke lønnsomheten til tiltakene. Under følger en oversikt over en del relevante virkninger som kan oppstå som følge av en investering i energilagring, og en vurdering av hvorvidt den virkningen er relevant i et samfunnsøkonomisk og bedrifts-/privatøkonomisk perspektiv

<b>Virkning</b>	<b>Samfunnsøkonomisk virkning</b>	<b>Bedrifts-/privatøkonomisk virkning</b>
Kostnader		
Investeringskostnader	Ja, alt regnes med uansett hvem som betaler	Ja, men ikke eventuell offentlig støtte
Drifts- og vedlikeholdskostnader	Ja, alt regnes med uansett hvem som betaler	Ja, men ikke eventuell offentlig støtte
Skatter og avgifter	Nei	Ja
Skattefinansieringskostnad	Ja, hvis det offentlige finansierer deler av eller hele tiltaket	Nei
Miljøinngrep	Ja	Tja. Avhenger av om miljøinngrepet går utover investor og investor tar hensyn til det i investeringsbeslutningen
Nyttevirksomheter		
Lavere strømregning	Nei	Ja
Redusert nettleie	Nei	Ja
Inntekter fra systemtjenester	Nei	Ja
Reduserte effekttopper	Ja, hvis det fører til utsatte/ unngåtte nettinvesteringer	Nei
Balansering- og flaskehalshåndtering	Ja	Nei
Markedseffekter	Ja, f.eks økt eksport, mindre flaskehals og nettap	Tja. Hvis batterier fører til at verdien av egenproduksjon øker.
Fordelingsvirkninger:	Ja. F.eks burde tapte skatte- og avgiftsinngang eller fordeling av fastledd på færre husholdninger være relevant å vurdere	Nei

**Tabell 7.1. Oversikt over aktuelle kostnadsvirkninger i samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk analyse**

## 7.2 Metode, forutsetninger og case i analysen

### 7.2.1 Valg av case til analysen

Formålet med dette delkapitlet er å gi innsikt i hva slags verdi energilagring kan ha for samfunnet. I Norge vil den verdien variere betydelig fra sted til sted og avhenge av behov for fleksibilitet, kapasitet i nettet og andre tjenester som energilagring kan tilby. På grunn av det varierende behovet er det vanskelig å stadfeste en universal verdi av fleksibilitet og energilagring. Vi anser det derfor som mer formålstjenlig å undersøke noen konkrete eksempler der energilagring kan tilføre verdi heller enn å prøve og estimere den samlede verdien av alle de ulike behovene som finnes.

I dette kapitlet går vi derfor nærmere inn på noen case som kan være relevante for det norske energisystemet, basert på funnene i rapporten så langt. Det er enkelte tydelige trender som peker seg ut som gjør at investeringer i energilagringstiløsninger kan bli aktuelt.

- Økt elektrifisering på alle nettnivåer fører til økt etterspørsel etter strøm, men også nye behov i strømmettet lokalt og nasjonalt. Det handler om å flate ut forbruket og redusere effekttopper, flaskehalshåndtering lokalt og regionalt, samt i noen perioder økt balanseringsbehov nasjonalt.
- Kraftsystemet i Norge og Norden får mer uregulerbar kraftproduksjon, krafthandel med utlandet gjennom kabler og økt forbruk. Disse utviklingstrekkene fører både til en mer volatil prisutvikling og en annerledes driftssituasjon i nettet. For å jevne ut priser og drifte nettet mest mulig effektivt kan det være ønskelig og/eller nødvendig at forbrukersiden kan tilby sin fleksibilitet til kraftsystemet.
- En del av denne trenden er at stadig flere husholdninger og bedrifter investerer i solceller. Solceller har en produksjonskurve som ikke nødvendigvis passer så godt overens med strømforbruket i Norge. Der solceller produserer mest i tidsrommet april-september, og høyest midt på dagen, er det gjennomsnittlige norske strømforbruket høyest om morgenen og ettermiddagen i de mørkere månedene. Det betyr imidlertid ikke at solceller ikke kan tilføre verdi for husholdninger og næringsvirksomhet.


Disse trendene kombinert med innspill fra Enova har ført til at vi har identifisert noen energilagringstiløsninger som kan være aktuelle i Norge frem mot 2030. De adresserer problemstillinger og behov knyttet til effektutjevning, flaskehalshåndtering og økt tilbud av systemtjenester. Vi har valgt ut følgende hovedcase som skal analyseres videre:

- Elektrifisering av et oppdrettsanlegg
- Smart styring i en husholdning
- Batteri og solceller i en husholdning
- Batteri i nettet

Disse casene er nærmere beskrevet under. For noen av casene vil det være alternative løsninger, og i casene som omhandler husholdninger vil både samfunnsøkonomiske og privatøkonomiske resultater utarbeides og sammenliknes. I sistnevnte analyseres bare bedriftsøkonomiske resultater.

#### 7.2.1.1 Elektrifisering av oppdrettsanlegg

Det første caset vi analyserer tar utgangspunkt i et typisk prosjekt der det har blitt søkt om støtte hos Enova, og mye av tallgrunnet er løselig basert på en Enovasøknad fra et ikke-navngitt selskap. Et oppdrettsanlegg ønsker å elektrifisere driften sin, både for å redusere driftskostnader, klima- og



miljøutslipp. Slik sett ligner dette caset på andre situasjoner hvor batteriinvesteringer potensielt kan erstatte nettutbygging. Det gjelder for eksempel for tilstrekkelig effekt til elektriske ferger.

Vi tenker oss et middels stort oppdrettsanlegg som produserer 10-15 000 tonn oppdrettsfisk i året fordelt på flere lokasjoner i en fjord. I sjøanleggene brukes det fra før strøm fra dieselaggregatorer i driften. Siden energivirkningsgraden i diesel er betydelig lavere enn i strøm vil også elektrifiseringen bidra til en reduksjon i energibruken på over 20 MWh. Skal anlegget elektrifiseres krever det en tilgjengelig topplast på om lag 650 kWh/h i visse perioder av året og døgnet. Det er imidlertid bare 550 kW tilgjengelig i nettkapasiteten i området.

Energibehovet i oppdrettsanlegg er hovedsakelig knyttet til foring av fiskene på dagtid med to effektopper på for- og ettermiddag. Gitt nettsituasjonen beskrevet over er ikke nødvendigvis nettutbygging den eneste løsningen. Både nettutbygging og en batteriinvestering som kan lades opp i laveffektperiodene i løpet av natten og dagen kan være aktuelle løsninger for oppdrettsanlegget. I dette caset legges det derfor til grunn to alternativer:

Nullalternativ: Oppdrettsanlegget fortsetter som før med dieseldrevne aggregater i driften av oppdrettsanlegget.

Tiltaksalternativ 1: Nettutbygging. Det foretas nettutbygging med nye trafoer på land nærme lokasjonene. Det er lagt til grunn en 60 års teknisk levetid på nettinvesteringen, og at en nettutbygging vil ta kort tid da trafoene er prefabrikkerte.

Tiltaksalternativ 2: Batteriinvestering. Det investeres i et 150kW og 500 kWh batteri slik at dette batteriet kan utnyttes ved alle lokasjonene. Noen mindre nettinvesteringer vil også måtte gjennomføres. Batteriet er ventet å ha en teknisk levetid på 15 år, men at effektiviteten i batteriet vil falle utover i levetiden. For å ta hensyn til effektivitetstapet er derfor batteriet dimensjonert noe større enn det er behov for de første årene.

### **7.2.1.2 Smart styring i en husholdning bak måleren**

En husholdning har lyst til å sørge for at strømforbruket deres er mest mulig effektivt slik at de både kan spare penger og tilby støtte til kraftsystemet. De installerer smarte styringssystem som gjør at elbillading og oppvarming av boligen blir mer effektiv og fleksibel.


Nullalternativet er da tradisjonell bruk av innretningene uten å utnytte den potensielle fleksibiliteten i dem. Tiltaksalternativet er installering av smart styringssystem. Alternativet analyseres både i et samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk perspektiv.

### **7.2.1.3 Batteri og solceller i en husholdning bak måleren**

En liknende husholdning har allerede investert i solceller på taket. Solcellene produserer om lag 570 kWh i året, hovedsakelig i april-september.

Disse kWh kan husholdningen enten bruke selv eller selge til markedet. Husholdningen ønsker å sørge for at kraftproduksjonen på taket deres utnyttes mest mulig effektivt. De kan de velge å investere i et Tesla Powerwall batteri på 13,5 kWh med 5 kW kapasitet. Levetiden på batteriet er anslått til 15 år, og her er det ikke lagt til grunn noen fall i effektivitetsgraden.

Nullalternativet er her å selge all produksjon til markedet. Tiltaksalternativet vil være å spare den produserte strømmen og bruke den selv når egenforbruket er høyere. Batteriet vil og legge til rette for



salg av systemtjenester i vinterhalvåret. Lønnsomheten i en slik investering analyseres både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv.

#### 7.2.1.4 Batteri i nettet

For å sammenlikne hvordan verdien av en batteriinvestering ser ut i nettet sammenliknet med en husholdning (foran og bak måleren), sees det også kort på hvilken verdi et tilsvarende 5kw/13,5 kWh batteri som i husholdnings-caset vil ha hvis det blir installert i nettet. Nullalternativet blir da et nett uten batteri, mens tiltaksalternativet blir installasjon av en Tesla Powerwall. Alternativet analyseres i et samfunnsøkonomisk perspektiv.

### 7.2.2 Metode og forutsetninger

I analysen som gjennomføres i dette kapitlet vil både samfunnsperspektivet og det bedrifts-/privatøkonomiske perspektivet benyttes. Analysen skal legge til rette for sammenlikning av løsninger innad i case og i noen grad mellom case. Tallmateriale og annen informasjon brukt i dette kapitlet baserer seg blant annet på DNV GLs egne anslag for utvikling i batterikostnader, samt informasjon og anslag fra Enova, Tesla, Tibber, REN planbok, SSB, Elvia og Statnett. DNV GLs anslag på strømpris i deres Power Price Forecast, samt relevante energitall fra ETO 2020 er også lagt til grunn i analysen.

Både kostnader og nyttevirkninger identifiseres og verdsettes, enten i prissatte eller ikke-prissatte verdier. Verdiene i hvert tiltaksalternativ sammenliknes med et nullalternativ. Nullalternativet er et sammenlikningsgrunnlag som skal ta utgangspunkt i hvordan utviklingen hadde vært hvis tiltaket ikke hadde funnet sted. Nullalternativene i casene er kort beskrevet i kapittel xxx over. Verdien settes for enkelhets skyld til null, slik at forskjellen mellom nullalternativ og tiltaksalternativ kommer best mulig fram.

De prissatte virkningene verdsettes ved hjelp av nåverdimetoden. Det innebærer at nyttevirkninger og kostnader som oppstår i ulike år i analyseperioden diskonteres ned til et gitt år, sammenligningsåret. Sammenligningsåret i denne analysen er 2021, og alle verdier er derfor oppgitt i 2021-priser. Analyseperioden som legges til grunn vil være 15 år, altså 2021-2035. Bakgrunnen for valget av denne analyseperioden er at det tilsvarer omtrent den tekniske levetiden til et batteri. For teknologier med lengre levetid enn dette vil det kalkuleres enn restverdi tilsvarende den tekniske verdien av teknologien. Det gjelder for eksempel nettinvesteringer som har en teknisk levetid på om lag 60 år.

Diskonteringsfaktoren som legges til grunn i nåverdiregningene vil være 4 prosent i tråd med anbefalingene fra Finansdepartementets rundskriv om samfunnsøkonomiske analyser (Finansdepartementet, 2014). For sammenlikningens skyld vil tilsvarende diskonteringsrente for de privat-/bedriftsøkonomiske analysene ligge på samme nivå, selv om alternativkostnaden for kapitalen i privat næringsliv gjerne er langt høyere.

Ikke-prissatte effekter vurderes kvalitativt på en skala fra + + + + + til - - - - -, se tabell 7.2. I vurderingen inngår både effektens negative eller positive betydning for samfunnet samt omfanget av effekten. En ubetydelig konsekvens beskrives med 0.

Vurdering av ikke-prissatte effekter		Effektens betydning for samfunnet		
		Liten	Middels	Stor
Omfang av effekten	Stort positivt	+++	++++	+++++
	Middels positivt	++	+++	++++
	Lite positivt	+	++	+++
	Ubetydelig	0	0	0
	Lite negativt	-	-	--
	Middels negativt	--	---	----
	Stort negativt	---	----	-----

**Tabell 7.2: Vurdering av ikke-prissatte effekter**

## 7.3 Case 1: Elektrifisering av oppdrettsanlegg

I dette caset ser vi på den samfunnsøkonomiske verdien av å elektrifisere et middels stort oppdrettsanlegg i et samfunnsøkonomisk perspektiv. Elektrifiseringen krever mer elektrisk effekt enn det nåværende nett kan tilby. To alternativer blir derfor analysert, et med nettutbygging og et med batteriinvestering. Se kapittel 7.2.1 for mer informasjon om caset.

### 7.3.1 Kostnader

De prissatte kostnadsvirkningene for elektrifisering av et oppdrettsanlegg er vist i tabell 7.3 under.

Tabellen viser at både nettutbyggings- og batterialternativene vil medføre store kostnader i nåverdi. For alternativet med nettutbygging vil de totale kostnadene være 37,7 millioner kroner, mens for batterialternativet vil det være 38 millioner kroner. En av de største forskjellene i kostnadstallene er relatert til restverdien. Det henger sammen med at nett har en betydelig lengre levetid enn batterier, noe som reflekteres i at restverdien av nettet i nettutbyggingsalternativet er på nesten 1,1 millioner kroner etter 15 år. Utover dette er investeringskostnadene forbundet med nettutbygging og batteriinvesteringer med 2020 priser ganske sammenliknbare.

Kostnadspost	Nettutbygging	Batteri
Investeringskostnader	-20 925 000	- 21 185 000
Restverdi	1 090 000	305 000
Drift- og vedlikehold	-17 860 000	-17 090 000
<b>Total prissatt kostnad</b>	<b>-37 700 000</b>	<b>-37 970 000</b>

**Tabell 7.3: Oversikt over totale kostnader i nåverdi for elektrifisering av oppdrettsanlegg. Rundet av til nærmeste 10 000 kroner.**

### 7.3.1.1 Alternativ 1: Nettutbygging

#### Investeringskostnader

De totale investeringskostnadene i dette alternativet inkluderer både investeringskostnader som må gjøres i oppdrettsanleggene og til nettutbygging. Det inkluderer kabler og annet elektrisk utstyr som fører strømmen fra land og ut til lokasjonene hvor det er behov for strømmen, samt transformatorstasjoner som sørger for at oppdrettsanleggene kan få tilgang til tilstrekkelig effekt. Restverdien av nettinvesteringen etter analyseperiodens er også inkludert.

Tabell 7.4 under viser investeringskostnadene i nåverdi. Investeringskostnadene i oppdrettsanlegget inkludert restverdi er anslått til om lag 19,8 millioner kroner. Kostnadstallene er løselig basert på en søknad til Enova om støtte til elektrifisering.

Nåverdien av investeringskostnadene for nettutbyggingen er anslått til 1,4 millioner kroner. Anslaget legger til grunn at det må bygges to store trafoer på 400/1000V samt en mindre i tillegg til et tilkoblingsskap. Investeringskostnadene i oppdrettsanlegget inkluderer kabel og legging av denne ut til lokasjonene samt installasjon av LED-lys og annet elektrisk utstyr i oppdrettsanleggene.

Det er lagt til grunn en teknisk levetid på nettinvesteringene på 60 år. Restverdien er kalkulert ved en lineær avskrivning tilsvarende denne levetiden, og nåverdien av dette er om lag 1,1 millioner kroner etter 15 år som er analyseperiodens lengde. Det er forutsatt at nettinvesteringen er finansiert gjennom anleggsbidrag, noe som betyr at skattefinansieringskostnader ikke påløper.

Investeringskostnader	Nåverdi
Investeringskostnad – oppdrettsanlegg	- 19 490 000
Investeringskostnad – nettutbygging	- 1 434 000
Restverdi nett	1 090 000
<b>Totale investeringskostnader</b>	<b>- 19 840 000</b>

**Tabell 7.4: Nåverdi av investeringskostnader gitt nettutbygging ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg**

#### Drifts- og vedlikeholdskostnader

De totale drifts- og vedlikeholdskostnadene i dette alternativet inkluderer kostnadene forbundet med å drive investeringene i avsnittet over. De er anslått til om lag 17,9 millioner kroner i nåverdi. Det inkluderer anslåtte kostnader forbundet med drift av nettinvesteringene<sup>18</sup> og oppdrettsanlegget. Nåverdien av disse kostnadspostene er anslått til henholdsvis om lag 330 000 kroner og 2,1 millioner kroner, se tabell 7.5. I tillegg kommer de årlige strøm- og nettkostnadene<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> Driftskostnadene for nett er anslått til 2 prosent av investeringen i tråd med anslag fra REN planbok

<sup>19</sup> Strømkostnadene er basert på DNV GLs kraftprisframskrivninger i deres PPF, samt nettleie for bedrifter i BKKs nettområde. Det er lagt til grunn at dieselaggregatene beholdes slik at forbruket kan kobles ut i en periode på opptil 4 timer.



<b>Drift- og vedlikeholdskostnader</b>	<b>Kostnad per år</b>	<b>Nåverdi</b>
Drift og vedlikehold – oppdrettsanlegg	- 180 000	- 2 080 000
Drift og vedlikehold – nettutbygging	- 30 000	- 330 000
Strøm- og nettkostnader	Variierende	- 15 450 000
<b>Totale drift- og vedlikeholdskostnader</b>		<b>-17 860 000</b>

**Tabell 7.5: Nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader gitt nettutbygging ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg. Avrundet til nærmeste 10 000 kroner .**

### 7.3.1.2 Alternativ 1b: Batteriinvestering

#### Investeringskostnader

Som alternativ til nettutbygging kan det og investeres i et batteri som kan lade seg opp mens effektbruken i anlegget er lavere enn det dagens nettkapasitet tillater. Her er det lagt til grunn at oppdrettsanlegget i perioder trenger 100 kW mer kapasitet enn nettet kan gi. For å sørge for at batteriet kan gi denne effekten gjennom hele analyseperioden gitt en virkningsgrad på 83 prosent og en årlig forringelse på 1,5 prosent i året, trengs det et batteri på 150 kW som kan stå inne i 3,5 timer av gangen. Det innebærer at det må ha en kapasitet på om lag 500 kWh. Et slikt batteri med litium-ion teknologi er med dagens kostnadsnivå anslått til å koste om lag 1,2 millioner kroner. Det er anslått at batteriet har en levetid på 15 år som passer overens med analyseperioden. Kostnadsanslaget er basert på opplysningene gitt i tabell 4.3.

I tillegg må det gjennomføres noen mindre nettinvesteringer som vil ha en restverdi etter 15 år på om lag 300 000 kroner. Videre vil det også i dette alternativet måtte investeres i oppdrettsanlegget slik at det kan utnytte elektrisiteten. Disse kostnadene er tilsvarende som i alternativet over på om lag 19,5 millioner kroner. De totale investeringskostnadene i batterialternativet er anslått til om lag 21 millioner kroner i nåverdi, se tabell 7.6.

<b>Investeringskostnader</b>	<b>Nåverdi</b>
Investeringskostnad – oppdrettsanlegg	-19 490 000
Investeringskostnad – batteri og nett	- 1 690 000
Restverdi – mindre nettinvesteringer	300 000
<b>Totale investeringskostnader</b>	<b>- 20 880 000</b>

**Tabell 7.6: Nåverdi av investeringskostnader gitt batteriinvestering ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg. Alle tall er avrundet til nærmeste 10 000 kroner.**

#### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene i dette alternativet inkluderer kostnadene forbundet med å drive batteri, nett og anlegg noe som også inkluderer strømkostnader. Den samlede nåverdien av disse kostnadspostene er anslått til om lag 17,1 millioner kroner, se tabellen under.

Strømkostnadene er noe lavere i dette alternativet enn i nettutbyggingsalternativet, da effektledet i nettkostnadene blir lavere med en batteriinvestering enn med en nettinvestering. Forskjellen er på om lag 600 000 kroner i nåverdi.

Drift- og vedlikeholdskostnader	Kostnad per år	Nåverdi
Drift og vedlikehold – oppdrettsanlegg	- 180 000	- 2 080 000
Drift og vedlikehold – batteri og nett	- 40 000	- 1 690 000
Strømkostnader	Variierende	- 14 840 000
<b>Totale drift- og vedlikeholdskostnader</b>		<b>- 17 090 000</b>

**Tabell 7.7: Nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader gitt batteriinvestering ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg. Alle tall er avrundet til nærmeste 10 000 kroner.**

### 7.3.2 Nyttevirkninger

Tabell 7.8 under viser en oversikt over nyttevirkningene i begge alternativene for elektrifisering av oppdrettsanlegg. Den prissatte nyttevirkningen vil være den samme i begge alternativer, da den legger til rette for det samme målet; reduserte energi- og driftskostnader gjennom utfasing av dieselaggregater. Nåverdien av denne nyttevirkningen er anslått til om lag 25,2 millioner kroner.

Denne innsparingen består av to hovedposter; driftskostnader og energikostnader. Nåverdien for disse to er anslått til henholdsvis 3 millioner kroner og 22,2 millioner kroner. I beregningen er det lagt til grunn at energibruken reduseres med i overkant av 20 MWh per år.

I begge alternativene er det og forventet at nett- eller batteriinvesteringen kan bidra til økt leveranse- og eller systemsikkerhet i området for utbyggingen. Denne verdien er ikke prissatt i denne analysen, men anslås til å ha en verdi på (+).

Nyttevirkninger	Nåverdi
Reduserte energikostnader	22 200 000
Reduserte driftskostnader	3 000 000
Økt leveranse-/systemsikkerhet	(+)
<b>Totale nyttevirkninger</b>	<b>25 180 000</b>

**Tabell 7.8: Oversikt over totale nyttevirkninger i nåverdi for elektrifisering av oppdrettsanlegg. Rundet av til nærmeste 50 000 kroner.**

#### Reduserte driftskostnader

Drift- og vedlikehold av dieselaggregatorer er ofte både dyrere og mer arbeidskrevende enn for elektrisk utstyr. Det er i dette caset anslått at de årlige kostnadene forbundet med drift og vedlikehold av dette er anslått til 260 000 kroner. Det er 80 000 kr høyere driftskostnader enn de forbundet med elektrifisering, se tabell 7.5. Totalt vil de unngåtte driftskostnadene i nåverdi utgjøre om lag 3 millioner kroner.

## Reduserte energikostnader

Store deler av kostnadene forbundet med å eie og drive diesellaggregater er knyttet til innkjøp av diesel. Gitt opplysningene vi har mottatt om dieselforbruk, effektivitetsgrad og energibehov er det anslått at de årlige unngåtte energikostnadene til diesel utgjør mellom 1,8 og 2,1 millioner kroner. Det er basert på en dieselpriis på 9 kroner per liter som øker med om lag 1 prosent årlig i tråd med framskrivningene i DNV GLs ETO (DNV GL, 2020). I nåverdi tilsvarer dette om lag 18,5 millioner kroner.

## Økt system- og leveransesikkerhet

En nett- eller batteriutbygging til oppdrettsanlegget kan også ha en positiv effekt på andre aktører som er knyttet til nettet i området.

Ved en nettutbygging vil den totale belastningen i nettet bli mindre, noe som kan bidra til mindre utfall og hendelser i nettet som reduserer kvaliteten på strømleveransen eller får strømmen til å falle ut i sin helhet.

Ved en batteriutbygging kan batteriet bidra med systemtjenester i de timene av døgnet det ikke er i bruk. Avhengig av hvordan oppdrettsanlegget velger å drifte batteriet sitt vil de og være mulig å få betalt for denne tjenesten.

Hvor stor verdi denne nyttevirkingen har vil kreve en omfattende analyse av de lokale nettforholdene. For å likevel illustrere at dette er en sannsynlig nyttevirking av elektrifisering av oppdrettsanlegget, er nytten anslått til ha en liten betydning for samfunnet og at omfanget vil være liten positiv. Det gir til sammen en ikke-prissatt nyttevirking på (+).

### 7.3.3 Samlet samfunnsøkonomisk nytte

Den samlede samfunnsøkonomiske lønnsomheten i disse alternativene har en negativ verdi på om lag 12,5 millioner og 12,8 millioner i henholdsvis nettutbyggingsalternativet og batterialternativet, se tabell 7.9. Resultatet er imidlertid svært avhengig av forutsetninger knyttet til kraftpris og dieselpriis.

I den grad elektrifiseringen av oppdrettsanlegget skal gjennomføres anbefales dermed nettutbyggingsalternativet. Imidlertid er det interessant å se hvor like resultatene for de to alternativene er. Nytttevirkingene er anslått til å være om lag like store i begge alternativer. Kostnadene er også ganske like, bare 300 000 skiller dem. Det medfører at med et videre forventet kostnadsfall i batterier kan det i løpet av kort tid forventes at batterialternativet etter hvert blir mest lønnsomt.

	Nettutbygging	Batteriinvestering
Kostnader	37 700 000	-37 970 000
Nyttevirkinger	25 180 000	25 180 000
Samlet økonomisk nåverdi	- 12 510 000	-12 790 000

**Tabell 7.9: Samlet samfunnsøkonomisk prissatt nåverdi av alternativene i case 1: Elektrifisering av oppdrettsanlegg. Rundet av til nærmeste 10 000 kroner.**

## 7.4 Case 2: Smart styring i en husholdning

I dette caset undersøkes det hvorvidt installering av smart styring av vanlige strømkrevende apparater i en husholdning er lønnsomt, både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv. Apparatene som tas med i analysen er elbillader, luft-til-luft varmepumpe og varmtvannstank.

### 7.4.1 Kostnader

Tabell 7.10 under gir en oversikt over den anslåtte nåverdien av kostnadsvirkningene forbundet med å installere smarte styringssystemer i en husholdning, «bak måleren». Den eneste relevante kostnaden i dette caset er i praksis investeringskostnadene. Det vil gjelde både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv.

#### Investeringskostnader

Tibber har opplyst DNV GL om at en typisk Tibber-kunde som er opptatt av effektiv strømbruk har smarte styringssystemer som utnytter fleksibiliteten i elbilen og varmepumpen. I tillegg vil en etterhvert kunne tilby retrofitting av varmtvannstanker slik at lasten kan styres. Til sammen har disse innretningene en effekt på 13,5 kW, som utgjør potensialet for fleksibilitet i denne husholdningen. Det er imidlertid ikke sannsynlig at det vil være fullt så mye last tilgjengelig for styring, blant annet på grunn av husholdningens krav til komfort. Hvor lenge det kan stå ute av gangen vil variere med årstid og tid på døgnet.

For at smarte styringssystemer skal fungere må innretninger har wifi-tilkobling slik at forbruket kan kobles inn og ut. Investeringskostnaden anslått i dette alternativet reflekterer **merkostnaden** av å kjøpe innretninger som tilrettelegger for en slik tilkobling. Totalt sett innebærer det en investeringskostnad på 3700 kroner, se tabell 7.10.

Investeringskostnader	Nåverdi
Investeringskostnad –elbillader	- 1000
Investeringskostnad – varmepumpe	- 1200
Investeringskostnad - varmtvannsbereder	- 1500
<b>Totale investeringskostnader</b>	<b>- 3700</b>

**Tabell 7.10: Nåverdi av investeringskostnader ved innføring av smarte styringssystemer i en husholdning**

#### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene forbundet ved å eie «smarte» innretninger er neglisjerbare sammenliknet med innretninger som ikke har wifi-tilkobling. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det mulig at noen kostnader til bemanning, datasystemer og liknende vil påløpe i forbindelse med oppfølging av aggregatorvirksomhet, men de vil da kunne fordeles utover alle kunder og innretninger som er tilknyttet aggregatoren. Det antas dermed at disse kostnadene også er svært små. Drifts- og vedlikeholdskostnader for smart styring i en husholdning settes derfor til 0.

## 7.4.2 Nyttevirkninger

Tabell 7.11 under oppsummerer både de privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske nyttevirkingene av å installere smarte styringssystemer i en husholdning. Denne viser at for det privatøkonomiske så er den største nytten knyttet til redusert og fleksibelt strømforbruk. Nåverdien av disse innsparingene er anslått til om lag 4000 kroner. Inntekter fra systemtjenester er anslått til 3000 kroner.

De samfunnsøkonomiske verdiene er knyttet til markedseffekter og systemtjenester. Disse verdiene er i praksis det husholdningene har spart i den privatøkonomiske analysen, men avgifter er ikke medregnet. Den samfunnsøkonomiske nåverdien av markedseffekter og systemtjenester er anslått til sammen 6 000 kroner.

Nyttevirkning	Nåverdi	
	PØA	SØA
Reduserte strøm- og nettutgifter	5 900	-
Markedsvirkninger	-	3 800
(Inntekter fra) Systemtjenester	8 500	8 500
<b>Totale nyttevirkinger</b>	<b>14 400</b>	<b>12 300</b>


**Tabell 7.11: Oversikt over totale nyttevirkinger i nåverdi for smart styring i en husholdning. Rundet av til nærmeste 1000 kroner**

### Reduserte strøm- og nettutgifter

Tibber har gjennom sin kundedata gitt DNV GL tall på at ved installering av en smart varmpumpeinnretning, vil en vanlig husholdning spare rundt 9,3 prosent av strømforbruket i varmpumpen. Tilsvarende vil en elbileier som benytter smart styring på elbilladingen kunne spare 4,5 prosent på utgiftene sine til elbillading ved å lade bilen på optimale tidspunkt gjennom døgnet. Det anslås at en tilsvarende innsparing er mulig gjennom en optimal bruk av varmtvannstanken

I beregningen av hva en husholdning kan spare på å installere smart styring har vi tatt utgangspunkt i at elbilen kjører om lag 10 000 km i året, noe som rundt regnet gir et behov for 2 000 kWh til elbillading. For varmpumpen har vi tatt utgangspunkt i at den bruker omtrent 2 400 kWh i året. Gitt tall fra Enova tilsvarer det om lag hva en varmpumpe vil tilføre av varme i en bolig med et gjennomsnittlig strømforbruk på 20 000 kWh i året. For varmtvannstanken tar vi utgangspunkt i en tilsvarende bolig, anslått strømforbruk i varmtvannstanken blir da på 5000 kWh per år.

Den smarte anretningen tilknyttet varmpumpen reduserer først og fremst forbruket. Det medfører at husholdningen både kan spare strøm- og nettutgifter. For smart elbillading og varmtvannstank handler det mer om å flytte forbruket til når kraftprisene er lavest. Det innebærer dermed at nettkostnadene er de samme, men at det likevel er rom for inntjening gjennom utnyttelse av lavere strømpris. Elbilladingen og oppvarming av varmtvann flyttes da bort fra høyprisperioder om morgenen og om ettermiddagen, og til for eksempel nattetid når strømprisen er lav.



**I et privatøkonomisk perspektiv** utgjør de sparte strøm- og nettutgiftene 650-700 kroner per år gitt våre forutsetninger om kraftpris. I nåverdi utgjør dette om lag 13 000 kroner, se tabell 7.11. Rundt halvparten av innsparingen kommer fra smart styring og redusert forbruk i varmepumpen, siden man da reduserer både strøm- og nettkostnader. Hvis det etter hvert oppstår økte prisforskjeller gjennom døgnet i Norge vil lønnsomheten av smart styring av elbillading og oppvarming av varmtvann øke.

### **Markedsvirkninger**

I beregningen av markedsvirkningene har vi tatt utgangspunkt i at strømprisen gir riktige insentiver for forbrukeren. Markedsvirkninger inkluderer blant annet de positive effektene av at husholdningen bruker mindre strøm når etterspørselen og prisen er høy, mens de bruker mer når etterspørselen og prisen er lav.

**I et samfunnsøkonomisk perspektiv** gjøres den samme beregningen som over, men avgifter er ikke lenger medregnet. De reduserte strøm- og nettkostnadene husholdningen mottar i et privatøkonomisk perspektiv skal ideelt sett reflektere verdien samfunnet har av forbrukerfleksibiliteten som tilbys. Imidlertid vil avgifter, tariffen og liknende kunne gi andre økonomiske insentiver enn de faktiske forhold i markedet og kraftsystemet tilsier.

Totalt sett utgjør da markedsvirkningene av husholdningens sparte strøm- og nettutgifter om lag 8000 kroner i nåverdi, se tabell 7.11.

### **(Inntekter fra) System- og balansetjenester**

Systemvirkninger handler om hvordan den smarte styringen kan komme til nytte for nasjonale og lokale nettselskaper, henholdsvis TSOer og DSOer. Hvis mange nok husholdninger i et område installerer smart styring av hjemmeforbruket sitt, kan det bidra til å redusere lokale og regionale flaskehals og effekttopper, forbedre frekvens og spenning i nettet samt beredskapen på lokalt nivå. Slik kan det og bidra til å redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer.

Verdien av systemvirkningene er anslått gjennom to trinn. For å anslå verdien av DSO-tjenestene har vi undersøkt verdien av et utvalg utkoblingsavtaler hos Elvia. Vi har da regnet ut en verdi av en unngått nettinvestering per kW over levetiden for alternativinvesteringen. Denne er anslått til 27 kr/kW per år.

For å anslå verdien av TSO-tjenestene har vi sett på gjennomsnittsprisen for balansekapasitet- og energi i alle de norske og nordiske balansemarkedene og deretter funnet en pris per kWh som er blitt benyttet i beregningen. Den er anslått til 0,58 kr/kWh per år.

I Norge i dag finnes det flere aktører som opererer som aggregatorer på vegne av kundene sine. Det varierer imidlertid fra sted til sted hvorvidt de får solgt fleksibiliteten til DSO og TSO. I denne analysen antar vi at husholdningen har mulighet til å knytte seg til en slik aggregator og at de får solgt fleksibiliteten de smarte styringssystemene på elbillader og varmepumpe muliggjør.

Installert effekt i elbilladeren er i vårt eksempel 7kW, varmepumpens effekt er 3,5 kW og varmtvannstanken 3 kW. Til sammen har de et anslått årsforbruk på 9 400 kWh som i gjennomsnitt tilsvarer 26 kWh per dag. Aggregatoren kan dermed potensielt styre 13,5 kW og 26 kWh fleksibilitet gjennom døgnet gitt at husholdningens komfort er opprettholdt. En full utnyttelse er imidlertid ikke realistisk, og vi har derfor lagt til grunn at 7 kW av den installerte effekten til enhver tid er tilgjengelig for smart styring og at rundt 13 kWh strømforbruk kan styres og flyttes hver dag.

Den smarte styringen kan naturlig nok bare benyttes til en tjeneste av gangen. Vi har derfor lagt inn en forutsetning om at markedsvirkningene gjelder for 50 prosent av timene i ett år, mens systemvirkningene for DSOer og TSOer deler på de gjenværende 50 prosentene.

Totalt sett gir dette en verdi per år på henholdsvis 46 kroner og 731 kroner for DSO-tjenester og TSO-tjenester. Nåverdien av disse er totalt sett anslått til om lag 8 500 kroner, se tabell 7.11. **Vi har her forutsatt at den privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske verdien av tjenestene er lik.**

### 7.4.3 Samlet samfunnsøkonomisk nytte

Verdien av dette caset er positivt både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv med en verdi på henholdsvis 10 600 kroner og 8 600 kroner. Dette gjenspeiler både at tiltakene er lønnsomme som helhet, men at de også er det hver for seg. Det er også interessant å se at installasjon av smart styring er lønnsomt selv uten inntekter fra systemtjenester. Å installere smart styring i en husholdning kan derfor lønne seg selv i små mengder og bare for å få en smart styring av strømforbruket sitt. Dermed er det ikke uslagsgjørende at de får solgt fleksibiliteten sin til DSOer og TSOer med en gang.

	PØA	SØA
Kostnader	- 3 700	- 3 700
Nyttevirkninger	14 400	12 300
<b>Samlet økonomisk nåverdi</b>	<b>10 600</b>	<b>8 600</b>

**Tabell 7.12: Oversikt over nåverdi av kostnader, nytte og samlet økonomisk verdi for caset Smart styring i en husholdning både i et privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk perspektiv.**

## 7.5 Case 3: Batteri og solceller i en husholdning

I dette caset undersøkes lønnsomheten i å installere et batteri i en husholdning når de har solceller på taket fra før. Kan batteriet utnytte solkraften som produseres på taket så lønnsomt at det er verdt å investere i det? Caset analyseres både i et privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk perspektiv.

### 7.5.1 Kostnader

I tabell 7.13 under viser kostnadene forbundet med å installere et batteri i en husholdning som har solceller fra før. Investeringskostnaden forbundet med solcellene regnes derfor ikke med. Da kostnadene forbundet med batteriet bæres av privatpersoner er kostnadene de samme både i et privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk perspektiv.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Ved en ev subsidiering av batteriet fra offentlige instanser må det påregnes skattefinansieringskostnader i det samfunnsøkonomiske perspektivet.

Kostnadspost	Nåverdi
Investeringskostnader	- 60 500
Drift- og vedlikehold	- 2 400
<b>Total prissatt kostnad</b>	<b>- 63 000</b>

**Tabell 7.13: Oversikt over totale kostnader i nåverdi for batteri og solceller i en husholdning**

### Investeringskostnader

I dette caset legges til grunn at det investeres i en Tesla Powerwall som har en kapasitet på 13,5 kWh og 5 kW topplast. Det er lagt til grunn at disse størrelsene i tillegg til selve batteriet, må det også installeres maskinvare og elektrisk utstyr som muliggjør å mate strøm ut i nettet og ta det inn fra nettet. Tesla Powerwall er ikke introdusert på det norske markedet enda, men Tesla opplyser at kostnaden for selve batteriet ligger på rundt 55 000 kroner. En Tesla Powerwall inkluderer mye av utstyret som trengs i form av kommunikasjonsenheter, likerettere og styringssystemer, men installasjon vil komme i tillegg. Installasjonskostnadene er anslått til 10 prosent av batterikostnaden.

Sammen med kostnader forbundet installasjon anslås det at investeringskostnadene er 60 500 kroner, se tabell 7.13

### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Det legges til grunn en drifts- og vedlikeholdskostnad i nedre sjikt av de anslagene som er vist i tabell 4.3. De ansås dermed til 210 kr per år. For enkelhets skyld er det i dette eksempelet sett bort fra virkningsgrad og effektivitetstap grunnet aldring. Størrelsen på et slikt effektivitetstap vil også være svært avhengig av hvordan batteriet driftes og brukes. Nåverdien av driftskostnadene er anslått til i overkant av 2400 kroner, se tabell 7.13.

## 7.5.2 Nyttevirkninger

Tabell 7.14 under oppsummerer både de privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske nyttevirkingene av å installere batteri i en husholdning som har solceller. Nyten av å installere et slikt batteri har nåverdi på om lag 31 000 kroner i et privatøkonomisk perspektiv og 9 000 kroner i samfunnsøkonomisk perspektiv.

Nyttevirking	Nåverdi	
	PØA	SØA
Reduserte strøm- og nettutgifter	23 000	-
Markedsvirkninger	-	0
(Inntekter fra) Systemtjenester	9 000	9 000
<b>Totale nyttevirkinger</b>	<b>31 000</b>	<b>9 000</b>

**Tabell 7.14: Oversikt over totale nyttevirkinger i nåverdi for batteri og solceller i en husholdning. Rundet av til nærmeste 1000 kroner.**



### **Reduserte strøm- og nettutgifter**

De reduserte strøm- og nettutgiftene i dette caset kommer av at strøm som produseres av solcellene midt på dagen spares til et senere tidspunkt når husholdningen har behov for den. Det betyr igjen at de slipper å kjøpe strøm fra nettet, og betale strøm- og nettkostnader for denne<sup>21</sup>.

Det er lagt til grunn at batteriet bare utnytter en ladesyklus i løpet av dagen til dette formålet. Beregningen av verdien batteriet tilfører er dermed basert på batterikapasiteten 13,5 kWh per dag i mai-september. Nåverdien av disse innsparingene er anslått til om lag 23 000 kroner, se tabell 7.14.

### **Markedsvirkninger**

De samfunnsøkonomiske markedsvirkningene av de reduserte strøm- og nettutgiftene i husholdningen er anslått til 0. Det kommer av at strømmen som spares i husholdningens batteri bare erstatter annen strøm som husholdningen ellers hadde brukt og tatt ut fra kraftsystemet. Det er dermed ingen forskjell i total mengde strøm som blir produsert og brukt sammenliknet med før batteriet ble installert.

Her legges til grunn at det ikke er noen prisforskjell mellom når solcellene hadde matet produksjon ut på nettet og når husholdningen hadde brukt den tilsvarende mengden strøm.

### **(Inntekter fra) systemtjenester**

Da solcellene først og fremst produserer strøm i sommerhalvåret, kan batteriet brukes til å selge systemtjenester resten av året. Her legges det til grunn tilsvarende forutsetninger og enhetstall som i forklart i kapittel 7.4.2.3 under smart styring. Verdien av DSO-tjenester er anslått til 27 kr/kW per år, mens verdien av balansetjenester er anslått til 0,58 kr/kWh per år. Det legges til grunn at i vinterhalvåret brukes batteriet 50 prosent til hver av tjenestene og at husholdningen bruker en aggregator som får solgt begge typer tjenester.

Da batteriet har en installert effekt på 5 kW og en kapasitet på 13,5 kWh, er de årlige inntektene fra systemtjenester anslått til 746 kroner. I nåverdi over 15 år tilsvarer det om lag 9 000 kroner. Denne verdien brukes både i et privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk perspektiv.

## **7.5.3 Samlet økonomisk verdi**

Den samlede økonomiske nåverdien av å installere batterier i en husholdning med solceller er estimert til å være negativ i både et privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk perspektiv, se tabell 7.15 under. Kostnadene er de samme i begge perspektiver, men det er stor forskjell i verdien av nyttevirkingene. I et privatøkonomisk perspektiv så fører bruken av den egenproduserte strømmen til at husholdningen sparer mye strøm- og nettutgifter, skatter og avgifter.

---

<sup>21</sup> Strøm- og nettkostnadene er beregnet basert på DNV GLs kraftprisframskrivninger og SSBs statistikk for gjennomsnittlig nettleie for husholdninger.

	PØA	SØA
Kostnader	- 63 000	- 63 000
Nyttevirkninger	31 000	9 000
<b>Samlet økonomisk nåverdi</b>	<b>- 32 000</b>	<b>- 54 000</b>

**Tabell 7.15: Samlet økonomisk nåverdi i caset batteri og solceller i en husholdning. Avrundet til nærmeste 1000 kroner**

## 7.6 Case 4: Batteri i nettet

I case 4 anslås nåverdien av alle kostnadsvirkninger der et batteri installeres i nettet, «foran måleren». For å kunne sammenlikne med en investering bak måleren i en husholdning, har batteriet tilsvarende egenskaper og dimensjonering som i case 2: Batteri og solceller i en husholdning.

### 7.6.1 Kostnader

Investeringskostnaden i dette caset er den samme som i case 3. Driftskostnaden er imidlertid noe høyere, da det utover driftskostnadene for batteriet er lagt til en årlig nettleie tilsvarende et typisk fastledd på 1500 kroner. Det legges her til grunn at bedriften ikke må betale avgifter på strøm eller energiledd i nettleien.

Da batteriet i dette caset ligger foran måleren i nettet, vil det mest sannsynlig være eid av et profittdrevet selskap. De vil sannsynligvis bruke batteriet mye mer aktivt enn et husholdningsbatteri, og det er dermed mer sannsynlig at et effektivitetstap over tid vil gjøre seg gjeldende her. For sammenlikningens skyld er dette tapet imidlertid sett bort ifra i denne analysen.

Kostnadspost	Nåverdi
Investeringskostnader	-60 500
Driftskostnader	- 19 800
<b>Totale investeringskostnader</b>	<b>- 80 000</b>

**Tabell 7.16: Oversikt over totale kostnader i nåverdi for batteri i nettet**

### 7.6.2 Nyttevirkninger

Tilsvarende som i caset med batteri og solceller i en husholdning, vil en bedrift som eier et batteri i nettet foran måleren, kunne tjene penger på å flytte produksjon til når det er bruk for det, og å tilby systemtjenester til DSOer og TSOer.

Nåverdiene av disse tjenestene er vist i tabell 7.17 under. Det forventes at markedsvirkningene er tilsvarende det som for elbilladere i caset med smart styring i en husholdning. Batteriet utnytter en prisforskjell på 4,5 prosent over døgnet.

I dette caset er det for eksempelets skyld brukt et batteri med samme egenskaper som i husholdnings-caset. Med en effekt på 5 kW og 13,5 kWh vil batteriet kunne lades opp og ut fire ganger i løpet av et

døgn. Det forutsettes at 50 prosent går til arbitrasje og 50 prosent går til salg av systemtjenester som i husholdnings-caset.

Basert på disse tallene er nåverdien av den bedriftsøkonomiske nytten av arbitrasjen anslått til 2300 kroner gitt våre kraftprisanslag. Nåverdien av systemtjenestene er anslått til 8 600 kroner, se tabell 7.17.

Nyttevirkning	Nåverdi (PØA)
Arbitrasje	2 300
Inntekter fra systemtjenester	8 600
<b>Totale nyttevirkinger</b>	<b>11 000</b>

**Tabell 7.17: Oversikt over totale nyttevirkinger i nåverdi for batteri i nettet. Rundet av til nærmeste 1000.**

### 7.6.3 Samlet økonomisk verdi

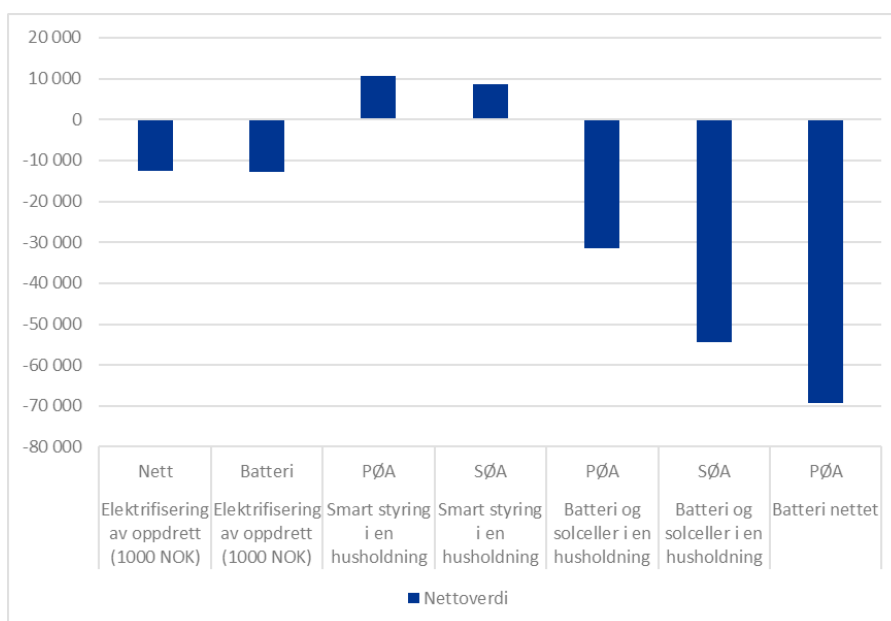
Den samlede bedriftsøkonomiske verdien av å installere et batteri foran måleren er estimert til å ha en negativ verdi på – 69 000 kroner, se tabell 7.18 under. Kostnadene er gitt våre beregninger svært mye høyere enn nyttevirkingene. Det er mulig at dette bildet hadde sett annerledes ut med et større batteri. Kostnadene per kW hadde blitt lavere, og potensialet for inntjening større.

	Nåverdi (PØA)
Kostnader	- 80 000
Nyttevirkinger	11 000
<b>Samlet økonomisk nåverdi</b>	<b>- 69 000</b>

**Tabell 7.18: Samlet estimert bedriftsøkonomisk verdi av å installere et batteri i nettet, «foran måleren». Tall avrundet til nærmeste 1000.**

## 7.7 Oppsummering

I figur 7.1 er den anslåtte økonomiske verdien av alle caser og alternativer presentert. Tabellen viser at alle caser er negative, med unntak av smart styring i en husholdning som har en positiv verdi både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv. Resultatene gir oss likevel mye interessant informasjon.



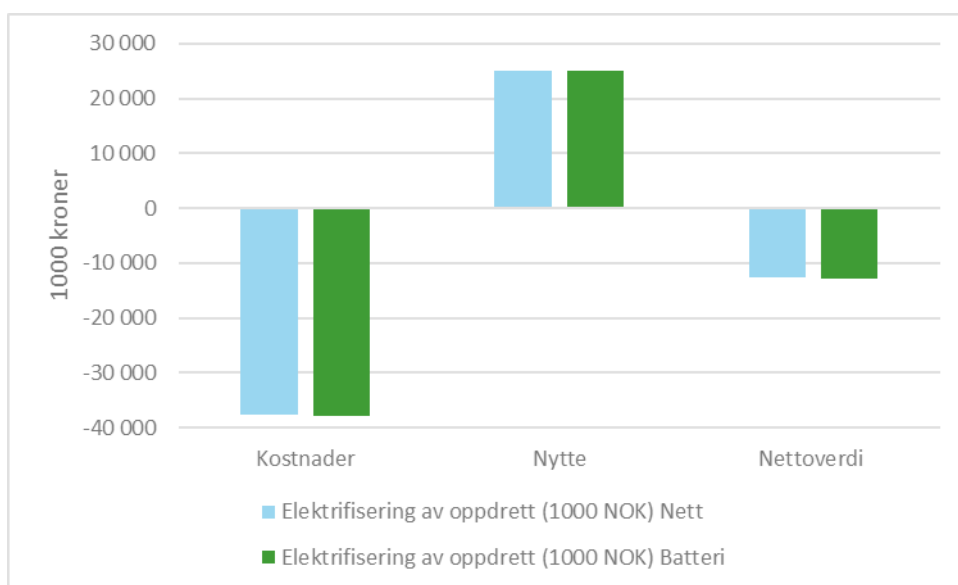
**Figur 7.1: Anslått samlet økonomisk verdi av elektrifisering av oppdrett, samt batteri og smart styring i husholdninger og i nett, alle alternativer.**

### 7.7.1 Investeringer i nett vs. batteri

I caset med elektrifisering av oppdrett er det verdt å merke seg at forskjellen i økonomisk verdi kostnader og nytte er minimal, noe som betyr at lønnsomheten i alternativene er svært lik. Som figur 7.2 viser er alternativet med nettinvestering mindre enn 300 000 kroner mer lønnsom enn batteriinvesteringen. Det er imidlertid mange av innsatsfaktorene i analysen som er usikre i årene fremover og kan gjøre at forholdet mellom alternativene snur.

På nyttesiden kan batterieier optimalisere bruken av batteriet slik at det også kan selge systemtjenester. På kostnadssiden er det forventet at prisen for litium-ion batterier kommer til å falle betydelig de neste 10 årene. Gitt det forventede prisnivået i 2030 oppgitt i tabell 9 i kapittel 4.1, vil forholdet mellom lønnsomheten i de to alternativene snu. Med et 2030-kostnadsnivå på batterier blir batterialternativet i overkant av 400 000 kroner mer lønnsomt enn nettutbyggingsalternativet.

NVE publiserte tidligere i år en rapport om når det lønner seg å investere i batteriteknologi fremfor å reinvestere i nett. Rapporten finner at batteriinvesteringer er mer lønnsomt jo lenger nødvendig kabelstrekking er, og jo lengre levetid batteriet har (NVE, 2020). Videre har DNV GL gjennomført analyser av elektrifiseringsprosjekter i en rekke bransjer, blant annet for elferger og kollektivtransport. Selv om batteriet vil bidra med ulike type tjenester og lønnsomheten per prosjekt vil variere tilsvarende, er det særlig et kjennetegn som går igjen i prosjektene der batterier kan erstatte nettutbygging, og det er at prosjektene befinner seg utenfor allfarvei. Det gjelder for eksempel for elferger og for oppdrett. For elferger tyder DNV GLs arbeid på at type og tilstand av nettet i nærheten av uttakspunktet, samt lengden på effektoppene er utslagsgivende for hvorvidt batterier kan lønne seg. I likhet med NVE-rapportens funn vil også levetid kunne påvirke regnestykket.



**Figur 7.2: Oversikt over kostnad, nytte og netto nåverdi for alternativene nettinvestering og batteriinvestering i caset «elektrifisering av oppdrettsanlegg». Tall oppgitt i 1000 kroner.**

### 7.7.2 Smart styring og batterier i husholdninger og nett

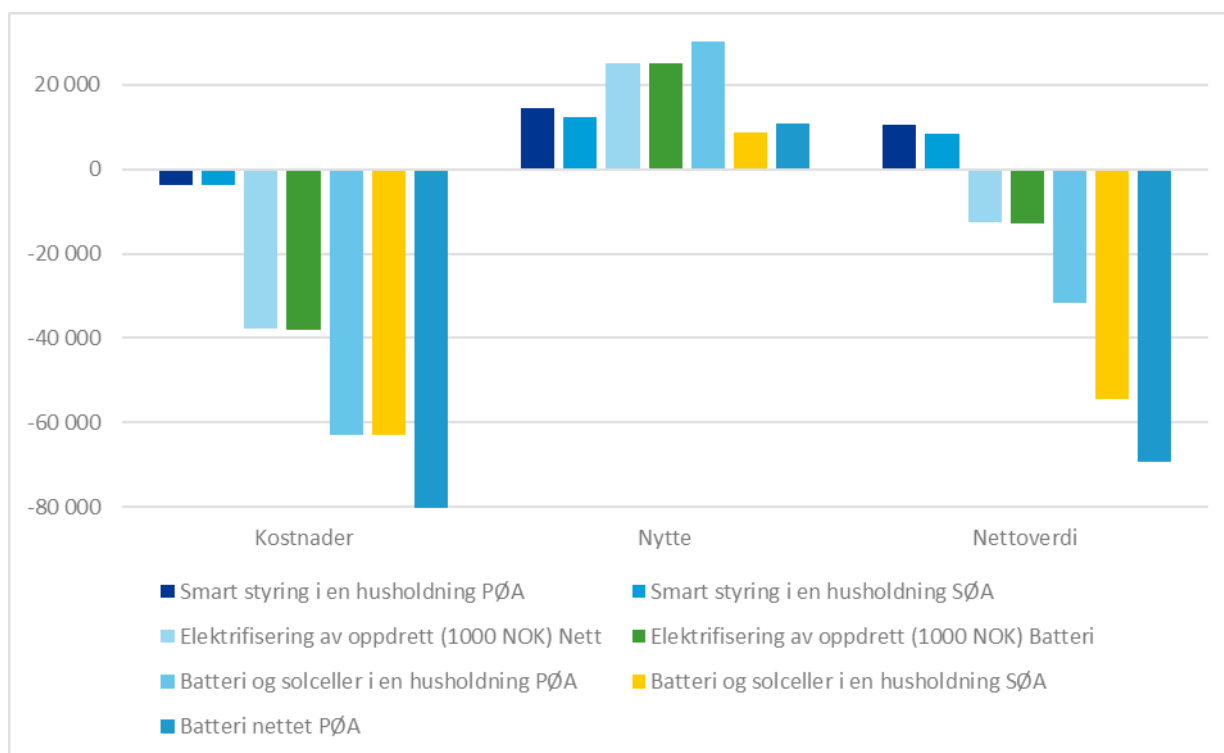
Figur 7.3 under viser kostnader, nytte og netto nåverdi av casene 2,3 og 4 som omhandler installasjon av smart styring og batterier i husholdninger og i nett. Casene er analysert både i et samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv.

Figuren viser at det bare er caset med installasjon av smart styring som har en positiv netto nåverdi. I de andre casene er kostnadene langt større enn forventet nytte. Det gjelder særlig i de samfunnsøkonomiske analysene. Det er imidlertid mange faktorer som kan bidra til at disse casene kan bli mer lønnsomme frem mot 2030.

På nyttesiden er ikke batteribruken i vår analyse optimalisert til å tjene mest mulig penger. I årene fremover er det mulig at det dukker opp egne aktører som spesialisere seg på dette. Videre kan prisforskjellene gjennom døgnet bli større, og nettariffer kan designes slik at de gir større insentiv til å flytte forbruket fra perioder med høy last til lav last. Det kan øke reduksjonen i strøm- og netttutgifter i et privatøkonomisk perspektiv og øke verdien av markedsvirkninger i et samfunnsøkonomisk perspektiv. Det ventes og at det vil opprettes egne markedsplasser for kjøp og salg av systemtjenester, både til TSOer og DSOer. Avhengig av hvor man bor er det særlig sannsynlig at verdien av DSO-tjenester kan variere betydelig. Til sammen kan dette kan øke utnyttelsen av batteriets potensiale på en mer lønnsom måte enn det er lagt opp til i disse casene.

På kostnadssiden er det viktig å presisere at det i disse battericasene er lagt til grunn et Tesla Powerwall batteri som har en relativt høy investeringskostnad per kW og kWh sammenliknet med andre større batterier. I årene fremover forventes det et fall i batterikostnader kombinert med en økning i virkningsgrad og levetid. Det medfører at batterier kan bli lønnsomme der behovet for dem er til stede. Se kapittel 5.2.1 for en oversikt over hva slags tjenester litium-ion batterier og smart styring kan tilby. Her er det imidlertid viktig å huske på at kostnadsforholdet mellom smart styring og batterier med all sansynlighet vil bestå. Det betyr at også i 2030 vil man kunne oppnå mange av de samme nyttevirkingene med smart styring, men med mindre investeringskostnader enn ved batteriinvesteringer, særlig i husholdninger.

Med tanke på den økende andelen elbiler i Norge, og antallet elektrisk drevne varmepumper og varmtvannstanker i norske husholdninger er potensialet for smart styring betydelig. At resultatene viser at installasjon av smart styring er lønnsomt selv uten inntekter fra systemtjenester viser at denne teknologien har umiddelbart potensiale. Hvis teknologien allerede er på plass kan veien til kjøp og salg av systemtjenester kortes ned.



**Figur 7.3: Oversikt over kostnad, nytte og netto nåverdi i samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv for casene med smart styring og batterier i husholdning og nett.**

## 8 KONKLUSJON

En kartlegging av energilagringsteknologier og hvilke bruksområder som er aktuelle i det norske energisystemet viser at kun et fåtall er egnet for Norge i dag, men også i et 2030-perspektiv. En hovedårsak til dette er at Norge allerede er «verdensledende» på fleksibilitet, med regulerbar vannkraft og store mengder energi lagret i vannmagasinene på tilbudssiden, og store mengder elektrisk forbruk som kan styres på etterspørselssiden.

Energilagring kan likevel ha potensiale for verdiskapning på noen områder, særlig som alternativ (eller supplement) til nettutbygging. Her peker litium-ionbatterier seg ut som den mest egnede teknologien, både på grunn av høy fleksibilitet, kontinuerlig teknologiforbedring og fallende kostnader. For bruksområder bak måleren vil forbrukerfleksibilitet kunne levere mange av de samme tjenestene til en brøkdel av kostnaden, dersom det tilrettelegges for dette. Også termisk lagring for direkte bruk av varme eller kjøling har stort potensiale for visse bruksområder.

For å illustrere hvorvidt behovet for fleksibilitet i det norske energisystemet kan gjøre det lønnsomt for privatpersoner og bedrifter å investere i energilagrings- og fleksibilitetsløsninger, gjennomførte vi økonomiske analyser av fire caser som omhandler elektrifisering av oppdrett (alternativ til nett) samt installasjon av smart forbruksstyring og batterier foran og bak måleren. Resultatet av analysene viser at avhengig av hvor man bor kan investering i smart styring lønne seg allerede med dagens kostnader og prisinsentiver, mens batteriinvesteringer ikke nødvendigvis vil det.

Frem mot 2030 kan imidlertid det bildet endre seg, både på grunn av fallende teknologikostnader, og fordi det er forventet en modning av markedsplasser og tjenester knyttet til fleksibilitet. Det er imidlertid viktig å være bevisst på at for de tjenestene der batterier konkurrerer med smart styring, vil smart styring fortsette å være mer lønnsomt og potensielt utkonkurrere batterier. Det kommer av at investeringskostnadene fortsatt vil være betydelig lavere i smart styringsteknologi og at potensialet for dette er svært stort.

En særskilt utfordring fremover vil bli å sikre utviklingen av robuste forretningsmodeller for energilagringssystemer, både for å sikre at samme ressurs kan brukes til flere formål og dermed øke verdien av systemet, og for å stimulere nettselskap til å vurdere lagring og fleksibilitet som reelle alternativer til tradisjonelle nettinvesteringer. Gitt omstendighetene kan det synes at Enova kan skape mest verdi ved å fokusere på anvendelser og organisering enn på teknologi som sådan. Konkret kan en vurdere flere pilotprosjekter for anskaffelse og bruk av fleksibilitet i nettvirksomheten. Temaet i slike pilotprosjekt kan gjerne variere; både tekniske, avtalemessige og kommersielle forhold kan være aktuelt å teste ut.

## 9 VEDLEGG

### 9.1 Oversikt over figurer og tabeller

#### 9.1.1 Figurer

Figur 3.1: Lagringsteknologier dekket av studien

Figur 3.2: Globalt installert kapasitet for energilagringsteknologier (MW) (DOE, 2020)

Figur 3.3: Antall energilagringssjekter globalt fordelt mellom teknologiene (DOE, 2020)

Figur 3.4: Installert kapasitet for energilagring globalt (GW) (DNV GL, 2020)

Figur 3.5: Installert kapasitet for energilagring i Europa (GW) (DNV GL, 2020)

Figur 3.6: Investeringskostnader for energilagringssystemer globalt (\$/kWh) (DNV GL, 2020)

Figur 3.7: Nominell effekt og varighet for teknologier (flere kilder, se vedlegg 9.3)

Figur 3.8: TRL-nivå i dag og 2030 (DOE, 2019), (European Commission, 2019), (IRENA, 2019)

Figur 4.1: LCOS for relevante teknologier for ulike tjenester foran måleren (NOK/MWh)

Figur 4.2: LCOS for relevante teknologier for ulike tjenester bak måleren (NOK/MWh)

Figur 4.3: Systemgrenser som kan brukes for energilagringssystemer.

Figur 4.4: Vanlige måleparametere som brukes i livssyklusanalyser

Figur 4.5: En sammenligning av klimagassutslipp og karbonfotavtrykk for utvalgte teknologier i et 20 års perspektiv (Stougie & al., 2019)

Figur 4.6: 'Net energy ratio' (NER) for et pumpekraftverk

Figur 4.7: Sammenligning av ulike teknologier på ressursbruk, helse og økosystem, basert på ReCiPe-metoden (Stougie & al., 2019).

Figur 4.8: Oversikt over noen nøkkeltall for LCA-indikatorer, systemgrenser og funksjonelle enheter (se vedlegg for utvidet liste)<sup>15</sup>

Figur 4.9: Utslippsintensitet for ulike teknologier basert på 20 års levetid og levert energi (Mostert, Ostrander, Bringezu, & Kneiske, 2018)

Figur 4.10 – Utslippsintensitet per lagringskapasitet (Mostert, Ostrander, Bringezu, & Kneiske, 2018)

Figur 5.1: Bruksområder for energilagring basert på formålet de tjener og hvem som drar nytte av tjenestene.

Figur 5.2: Beskrivelse av grad av egnethet

Figur 5.3: Egnethet – hvilke teknologier kan levere de ulike tjenestene?

Figur 6.11: Strømforsyning i Norge frem mot 2050 (DNV GL, 2020)

Figur 6.2: Relevante tjenester i det norske energisystemet i 2030

Figur 6.3: Aktuelle energilagringsteknologier for det norske kraftsystemet i 2030

Figur 6.4: Lønnsomhet for brukere av de ulike tjenestene





Figur 7.1: Anslått samlet økonomisk verdi av elektrifisering av oppdrett, samt batteri og smart styring i husholdninger og i nett, alle alternativer.

Figur 7.2: Oversikt over kostnad, nytte og netto nåverdi for alternativene nettinvestering og batteriinvestering i caset «elektrifisering av oppdrettsanlegg». Tall oppgitt i 1000 kroner.

Figur 7.3: Oversikt over kostnad, nytte og netto nåverdi i samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk perspektiv for casene med smart styring og batterier i husholdning og nett.

## 9.1.2 Tabeller

Tabell 3.1: Mekanisk energilagring

Tabell 3.2: Elektrokjemisk energilagring

Tabell 3.3: Elektrisk energilagring

Tabell 3.4: Kjemisk energilagring

Tabell 3.5: Termisk energilagring

Tabell 3.6: Teknologier som filtreres ut i fase én

Tabell 4.1: LCOS-parametere

Tabell 4.2: Utvalgte bruksområder for LCOS-analyse

Tabell 4.3: Modelleringsantagelser på kostander og tekniske egenskaper

Tabell 4.4: Teknologier som filtreres ut i fase to

Tabell 5.1: Typiske (tekniske) egenskaper ved de ulike energilagringstjenestene

Tabell 7.1: Oversikt over aktuelle kostnadsvirkninger i samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk analyse

Tabell 7.2: Vurdering av ikke-prissatte effekter

Tabell 7.3: Oversikt over totale kostnader i nåverdi for elektrifisering av oppdrettsanlegg. Rundet av til nærmeste 10 000 NOK.

Tabell 7.4: Nåverdi av investeringskostnader gitt nettutbygging ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg


Tabell 7.5: Nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader gitt nettutbygging ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg. Avrundet til nærmeste 10 000 NOK.

Tabell 7.6: Nåverdi av investeringskostnader gitt batteriinvestering ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg. Alle tall er avrundet til nærmeste 10 000 NOK.

Tabell 7.7: Nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader gitt batteriinvestering ved elektrifisering av et oppdrettsanlegg. Alle tall er avrundet til nærmeste 10 000 NOK.

Tabell 7.8: Oversikt over totale nyttevirkninger i nåverdi for elektrifisering av oppdrettsanlegg. Avrundet av til nærmeste 50 000 NOK.

Tabell 7.9: Samlet samfunnsøkonomisk prissatt nåverdi av alternativene i case 1: Elektrifisering av oppdrettsanlegg. Avrundet til nærmeste 10 000 NOK.



Tabell 7.10: Nåverdi av investeringskostnader ved innføring av smarte styringsystemer i en husholdning

Tabell 7.11: Oversikt over totale nyttevirksomheter i nåverdi for smart styring i en husholdning. Avrundet til nærmeste 1000 NOK

Tabell 7.12: Oversikt over nåverdi av kostnader, nytte og samlet økonomisk verdi for caset Smart styring i en husholdning både i et privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk perspektiv

Tabell 7.13: Oversikt over totale kostnader i nåverdi for batteri og solceller i en husholdning

Tabell 7.14: Oversikt over totale nyttevirksomheter i nåverdi for batteri og solceller i en husholdning. Rundet av til nærmeste 1000 NOK.

Tabell 7.15: Samlet økonomisk nåverdi i caset batteri og solceller i en husholdning. ATall avrundet til nærmestep 1000 kroner

Tabell 7.16: Oversikt over totale kostnader i nåverdi for batteri i nettet

Tabell 7.17: Oversikt over totale nyttevirksomheter i nåverdi for batteri i nettet. Rundet av til nærmeste 1000.

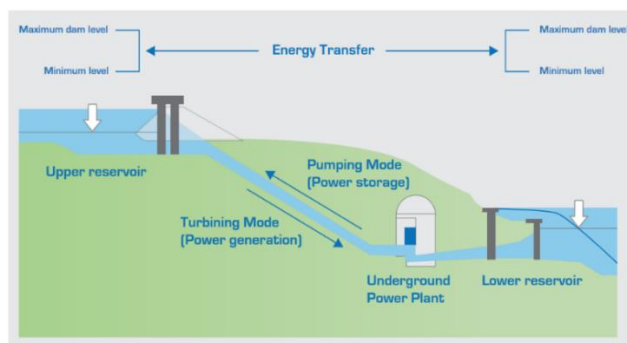
Tabell 7.18: Samlet estimert bedriftsøkonomisk verdi av å installere et batteri i nettet, «foran måleren». Tall avrundet til nærmeste 1000.

## 9.2 Energilagringsteknologier: kunnskapsgrunnlag

Under følger en 'one pager' per teknologi, med illustrasjon, kort beskrivelse av teknologi, marked og modenhet, og et par viktige ytelsesdata. For mer detaljert ytelsesdata, se vedlegg 9.3.

## 9.2.1 Mekanisk energilagring

### Pumpekraftverk



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

#### Beskrivelse

Pumpekraftverk er et vannkraftverk som lagrer energi ved å pumpe vann opp i et øvre reservoar når det er overskuddskraft i nettet. Energien konverteres tilbake til elektrisitet når det er kraftunderskudd i nettet ved å la vannet strømme fra det øvre til det nedre reservoaret gjennom en eller flere turbiner. Prosessen har en relativt høy tur-retur effektivitet på 70-85%, og ny pumpeteknologi med variabel hastighet muliggjør flere bruksområder enn tidligere. Anleggene finnes oftest i stor skala, med lagringskapasiteter på over 100 MW og lang utladingstid, men eksisterer også i mindre skala som kan levere andre tjenester til nettet (EASE, u.d.).

I tillegg til å hente vann fra et nedre reservoar, kan vannet også hentes fra havet (marine pumpekraftverk) eller fra et underjordisk hulrom slik som kunstige reservoarer, geologiske reservoarer, tidligere miner og annet (underjordisk pumpekraftverk). Dette gjør det mulig å etablere pumpekraftverk på en rekke steder som tidligere var uegnede lokasjoner (European Commission, 2019). Det er flere fordeler og ulemper ved disse alternativene, men teknologien er den samme. Vi fokuserer videre på tradisjonelle pumpekraftverk.

#### Marked og teknisk modenhet

Pumpekraftverk er en effektiv og fleksibel måte for stor-skala energilagring, og er den lagringsteknologien med klart størst markedsandel globalt (94 prosent av installert kapasitet). Det største kraftverket finner vi i Bath County i USA, som har vært operativt siden 1985 med en kapasitet på 3 GW (Dominion Energy, 2019). Fengning-kraftverket i Kina på 3,6 GW er under utbygging og skal etter planen stå klart i 2023 (Hanley, 2019).

Tradisjonell pumpekraftverk er moden teknologi med TRL-nivå 9, men det finnes likevel visse forbedringspotensialer i form av høyere effektivitet og lavere kostnader. Videreutvikling av pumper med variabel hastighet mot enda raskere responstider kan føre til flere bruksområder, og pumpekraftverk kan muligens fungere som en erstatning for svinghjul med responstider ned på millisekunder (EASE, u.d.). Utvikling av nye teknologier som reduserer geografiske begrensninger og miljøpåvirkninger, vil også være viktig (European Commission, 2019).

#### Størrelse

10 MW–3,6 GW (ingen begrensning)

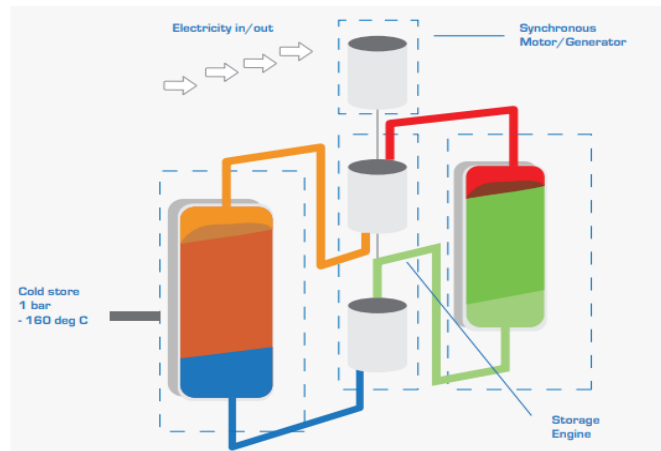
#### Varighet

1 – 24 timer (+)

#### Responstid

Sekunder - minutter

## Pumpekraft med varme



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Pumpekraft med varme, eller «Pumped Heat Electrical Storage» (PHES) på engelsk, går ut på at elektrisitet driver en varmpumpe som pumper varme fra et kaldt lager (omgivelsene) til et varmt lager. For å utnytte energien reverseres varmpumpen, absorberer varme fra det varme lageret, frigir varme til det kalde lageret og produserer mekanisk arbeid som driver en generator som produserer strøm.

En varmpumpe består av et lukket system med to varmevekslere, en kompressor, en ekspansjonsventil og et arbeidsmedium/arbeidsgass. I et PHES system er varmeveksleren eller varmelagringsmaterialets beholdere fylt med små knuste steiner. Gassen som blir brukt er for eksempel argon fordi den har gode varme/kjøleegenskaper. Kompressoren drives av en motor som drives av elektrisitet, og komprimerer romtemperert gass slik at temperaturen øker. Når gassen beveger seg gjennom varmelagringsmaterialet (steinene), frigir det varme og varmer opp materialet. Deretter føres gassen gjennom ekspansjonsventilen, hvor trykket reduseres til omgivelsestrykk og gassen kjøles videre ned før den føres gjennom og kjøler det kalde lagringsmaterialet og varmes opp igjen til romtemperatur.

For å utnytte energien blir den samme prosessen reversert – og varmeenergi benyttes til å produsere elektrisitet. Når varmpumpen reverseres absorberer den varme fra det varme lageret, frigir varme til det kalde lageret og produserer mekanisk arbeid som driver en generator som produserer strøm.

### Marked og teknisk modenhet

PHES er fortsatt i en forsknings- og utviklingsfase med lavt TRL-nivå (4). I UK har selskapet Isentropic og Newcastle University utviklet et PHES-system som ble koblet til strømnettet i 2019 som det første i verden. Med ytterligere utvikling og testing av turbomaskineri og materialer kan PHES bli en lagringsmetode som kan bidra til å håndtere effekttopper og stabilitet i nettet (The Engineer, 2019).

### Størrelse

100 kW – 200 MW

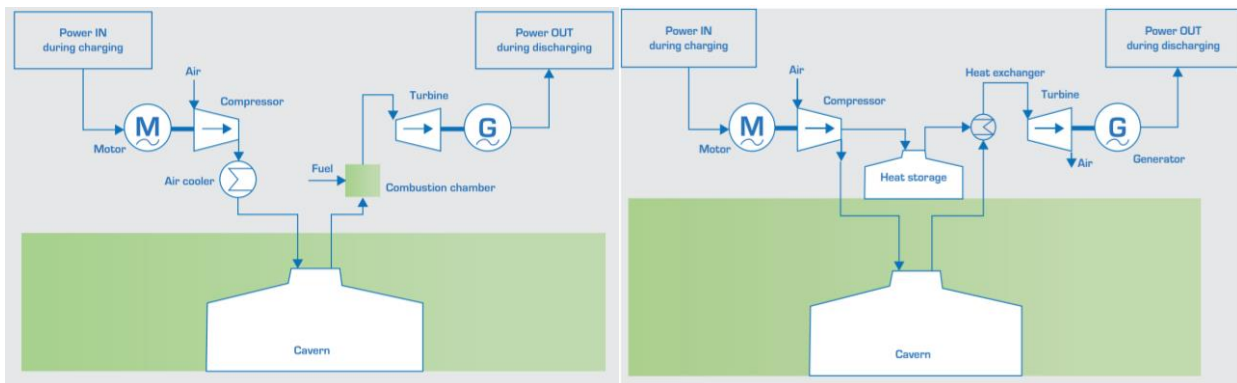
### Varighet

3 – 6 timer

### Responstid

1 – 2 sekunder for stempelmotor

## Lagring av trykkluft



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Ved lagring av trykkluft brukes strøm til å komprimere luft som lagres i et reservoar, enten i underjordiske hulrom eller trykkbeholdere (EASE, u.d.). For å konvertere den komprimerte luften tilbake til elektrisitet, blir den varmet opp og utvidet i en gass turbin som driver en generator. I konvensjonelle anlegg (diabetisk prosess) blir varmen fra luften fjernet ved hjelp av et kjølingsanlegg under komprimering, og tapet av denne varmeenergien kompenseres for ved at luften varmes opp igjen ved hjelp av et forbrenningsanlegg før den går inn i turbinen. På grunn av at en ekstern forbrenningskilde brukes til oppvarming av trykkluften har prosessen en relativt lav virkningsgrad på omtrent 40-50%. Alternativt kan kompresjonsvarmen gjenvinnes og lagres termisk, og da blir det en adiabatisk prosess. Denne metoden krever ingen ekstern forbrenningsprosess og øker effektiviteten til rundt 70%, men er en mindre utviklet teknologi.

En annen teknologi for lagring av trykkluft er isotermisk lagring på overflaten der en varmeoverføringsvæske (vanligvis vann) brukes i komprimeringsprosessen slik at luften holder konstant temperatur. Denne teknologien er ikke geografisk begrenset på samme måte som tradisjonelle metoder, er modulær og har en høyere energieffektivitet. Ulempene knyttet til teknologien er sikkerhet, varmetap, lavt modenhetsnivå og høye investeringskostnader (European Commission, 2019).

Lagring av trykkluft kan foregå i både små- og stor-skala anlegg, og kan levere flere tjenester til verdikjeden slik som lastbalansering, sekundær- og tertiærreserver, og «black start». Det er spådd et marked for teknologien i Nord-Europa for samlokalisering med offshore vindparker (EASE, u.d.).

### Marked og teknisk modenhet

Diabetisk lagring av trykkluft er en moden teknologi med TRL-nivå 7. Likevel finnes det kun to kommersielle anlegg i dag: ett på 320 MW i Tyskland fra 1978, og ett på 110MW i USA fra 1991 (EASE, u.d.). Teknologit utviklingen ligger nå i anlegg av mindre skala, og i mer effektive prosesser (slik som adiabatisk og isotermiske prosesser). Frem mot 2030 antas det at teknologien vil nå et TRL-nivå på 8 (DOE, 2019).

I Norge har det blitt indentifisert et lagringspotensiale på 7,5 PWh i huler lokalisert offshore i Nordsjøen (Dilara Gulcin Caglayan, 2020).

### Størrelse

10 – 1000 MW

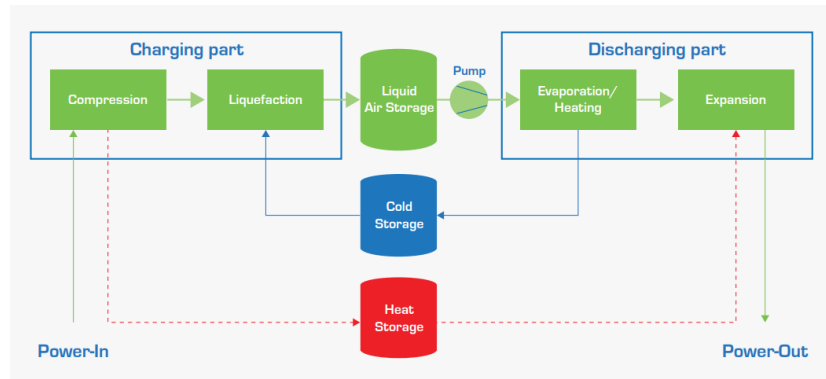
### Varighet

1 – 24 timer (+)

### Responstid

Noen minutter

## Lagring av flytende luft



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

I et system for lagring av flytende luft brukes elektrisitet til å avkjøle luft til væskeform som lagres i isolerte tanker. Re-gassifisering gjør at volumet utvider seg, som brukes til å drive en turbin og generere elektrisitet. Teknologien har en tur-retur effektivitet på rundt 40-50%, men ved bruk av varme- og kuldekilder av god kvalitet kan effektiviteten økes til opp mot 100%. Dette gjør at teknologien egner seg spesielt godt i industrianlegg med tilgang til høykvalitets spillvarme og/eller -kulde (EASE, u.d.).

Lagring av flytende luft kan lokaliseres i nærheten av behov, og komponentene kan skaleres uavhengig av hverandre. Dette gjør at teknologien kan ha potensielt høye lagringskapasiteter på opptil flere uker, og egner seg godt til samlokalisering med variabel, fornybar produksjon. Teknologien kan også brukes til å tilføre roterende masse (engelsk: inertia) til strømmettet og spenningsstøtte, som vil være viktig i et system med mye variabel produksjon. Ved å lokalisere lagringssystemet i nærheten av pålitelige kilder til spillvarme eller -kulde, slik som industrianlegg eller CCGT, vil man kunne øke effektiviteten til prosessen ytterligere (EASE, u.d.). Highway Power, produsent av systemer for lagring av flytende luft, reklamerer også for at anleggene kan brukes til arbitrasje, frekvensregulering, reserver og flaskehalshåndtering (Grundy, 2019).

### Marked og teknisk modenhet

Lagring av flytende luft er en forholdsvis moden teknologi med TRL-nivå 7, men er ennå ikke utprøvd i stor skala. Det finnes foreløpig kun ett operasjonelt anlegg i verden - et 5MW, 15 MWh pilotanlegg utviklet av Highview Power - men selskapet har allerede lansert planer om å bygge flere anlegg i større skala (opp mot 400 MWh) i både USA og Storbritannia (Colthorpe, 2019), (Grundy, 2019). Det foregår også forskning og utvikling på både materialer, termodynamiske prosesser, systemintegrasjon, kontroll og optimering (EASE, u.d.).

For å dra nytte av egenskapene til teknologien, bør anleggene implementeres i stor skala med en høy kapasitet-til-effekt rate. Inntil nylig var det ansett at lagring av flytende luft var mer kostnadseffektiv i løpet av sin levetid enn litiumbaserte batterier for størrelser over 100 MWh. Imidlertid har de fleste nyere prosjekter i denne skalaen brukt litiumbaserte batterier.

### Størrelse

5 – 650 MW

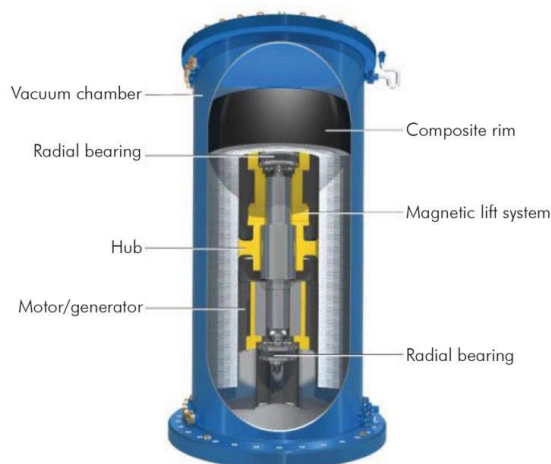
### Varighet

2 – 24 timer (+)

### Responstid

≥ 5 minutter

## Svinghjul



Illustrasjon: (Beacon Power, u.d.)

### Beskrivelse

Svinghjul (engelsk: flywheel) er en form mekanisk energilagring der energien er lagret i form av rotasjonsenergi. Energien lagres i en disk eller rotor som roterer på sin egen akse. Svinghjulet motsetter seg endringer i rotasjonshastigheten på grunn av dets treghetsmoment. Under lading brukes en elektrisk motor til å øke rotasjonshastigheten. Ved utlading fungerer motoren som en generator, drevet av svinghjulets rotasjonsenergi. Svinghjulet roterer i et nær friksjonsfritt kabinett ved hjelp av vakuum og magnetisk levitasjon for å redusere tap (Energy Storage Association, u.d.).

Det finnes to teknologier: lav- og høyhastighets svinghjul. Lavhastighets svinghjul er den mest modne teknologien, oftest bygd i massivt stål, og har rotasjonshastigheter under 10 000 rpm. Høyhastighets svinghjul er den nyeste teknologien, oftest bygd i komposittmaterialer (hovedsakelig karbonfiber og glassfiber), og har rotasjonshastigheter over 100 000 rpm (European Commission, 2019).

### Marked og teknisk modenhet

Svinghjul er en moden og kommersiell teknologi med TRL-nivå 7, og noe videreutvikling kan forventes frem mot 2030 (DOE, 2019). Svinghjul egner seg best til anvendelser som krever høy effekt, lite energi og mange sykluser, og kan levere en rekke systemtjenester til nettet i form av frekvensregulering og spenningsstøtte. De egner seg også for å sikre strømforsyning til viktige industriprosesser og datasentre (UPS). Svinghjul kan levere mange av de samme tjenestene som litium-ion batterier kan, men er mer begrenset i anvendelsene. Likevel vil svinghjul kunne bidra med treghet, noe som blir viktigere i et system med økende grad av variabel, fornybar kraftforsyning.

### Størrelse

1 kW – 1 MW

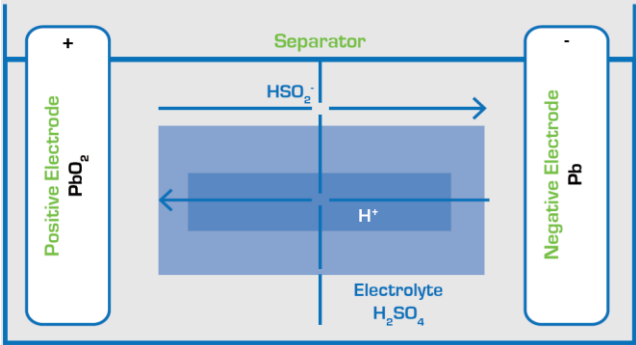
### Varighet

Maks 15 minutter

### Responstid

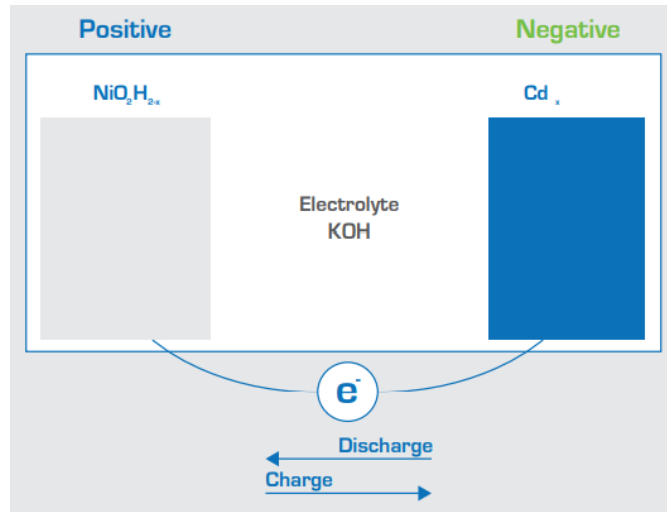
Millisekunder til sekunder

## 9.2.2 Elektrokjemisk energilagring

Blybatterier		
 <p>The products of charge (left) and discharge (right):  <math display="block">\text{PbO}_2 + \text{Pb} + 2\text{H}_2\text{SO}_4 \longleftrightarrow 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}</math></p> <p>Illustrasjon: (EASE, u.d.)</p>		
<p><b>Beskrivelse</b></p> <p>I blybatterier foregår reaksjonen mellom en positiv elektrode som inneholder blydioksid (PbO<sub>2</sub>) og en negativ elektrode som inneholder bly (Pb). Elektrolytten består av svovelsyre, og kan enten være absorbert i vann, gelé eller en glassfibermatte.</p> <p>Det finnes to typer blybatterier: 'Flooded' (åpne) eller ventilregulerte (VRLA). 'Flooded' er åpne på toppen og krever jevnlig vedlikehold, og her er elektrolytten absorbert i vann. VRLA krever mindre vedlikehold, og her er elektrolytten enten absorbert i gelé eller glassfibermatte (EASE, u.d.).</p>		
<p><b>Marked og teknisk modenhet</b></p> <p>Blybatterier er en av de eldste oppladbare batteriene, og en moden og velkjent teknologi med TRL-nivå 9. De benyttes vanligvis som startbatterier i biler, men er også brukt i UPS-systemer. Fordelen til blybatterier er at de er robuste og billige (lav kostnad både per kW og per kWh), og de krever ikke intelligente styringssystemer. De er også enkle å resirkulere (EASE, u.d.)</p> <p>Ulempen til blybatterier er at de er tunge, har stort volum og er giftige. Selv med lave kostnader, forventes det i liten grad forbedringer i teknologien da de er forbigått av litium-ionbatterier.</p>		
<p><b>Størrelse</b></p> <p>10 – 100 MW</p>	<p><b>Varighet</b></p> <p>Minutter - timer</p>	<p><b>Responstid</b></p> <p>&lt;10 sekunder</p>



## Nikkel-kadmiumbatterier



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Nikkel-kadmiumbatterier (NiCd) er en robust og stabil batteriteknologi som kan oppnå lang levetid med riktig vedlikehold. Batteriteknologien har spesielt god ytelse ved lave temperaturer, og er enkel å lagre, drifte, og transportere. Av disse grunnene ser man at teknologien brukes i energiproduksjonsanlegg og transformasjonsstasjoner der temperaturvariasjon er en utfordring.

Batteriteknologien har en effektivitet på 60-70%, som er lavere enn mange alternative batteriteknologier. En annen ulempe er at batteriene mister mye energi når det er ikke er tilkoblet noen last, i tillegg til at kadmium er ekstremt giftig slik at det ikke må brukes der det er fare for forgiftning. Batteriene er også utsatt for å lide av «hukommelseeffekten», slik at den maksimale lagringskapasiteten til batteriet begrenses dersom det ikke lades opp og ut fullstendig hver gang (EASE, u.d.).

### Marked og teknisk modenhet

NiCd er en moden og billig teknologi som brukes i enkelte markeder, herunder blant annet visse forbrukerelektronikk, i tilknytning til krevende temperaturforhold (off-grid solcelleanlegg og vindenergi) og luftfart (Fortune Business Insights, 2020). Teknologien har likevel lav ytelse (både effekt og energi), i tillegg til at kadmium er svært giftig. I dag har teknologien blitt forbigått av både Ni-MH- og litium-ionbatterier, og det forventes ikke videreutvikling i stor grad (EASE, u.d.).

### Størrelse

Et par kW – rundt 40 MW

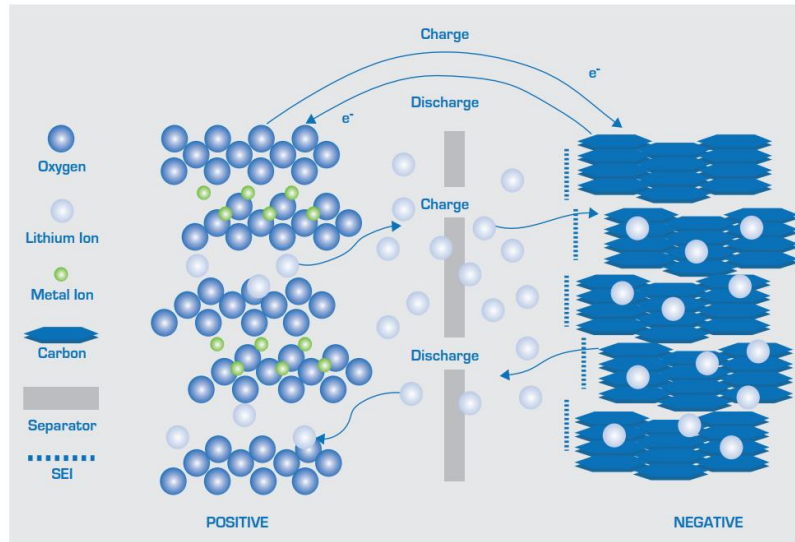
### Varighet

Minutter - timer

### Responstid

Millisekunder

## Litium-ionbatterier



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Litium-ionbatterier er den vanligste kategorien innen ladbare batterier, og benyttes i alt fra elektriske biler, romfart, bærbar elektronikk, og storskala stasjonære systemer. «Litium-ion» er en paraplybetegnelse på batterier som bruker litium som elektrolytt. Batteriet lades og utlades ved at elektroner forflytter seg fra den ene polen til den andre. Endringer i kjemien til katoden og anoden gir opphav til variasjoner i egenskaper som nominell effekt, energi, levetid, kostnad, og sikkerhet. Det er likevel flere utfordringer knyttet til litium-ionkjemier, slik som brannrisiko og toksisitet, og spesielt avhengigheten av råmaterialer som kobolt og nikkel.

### Marked og teknisk modenhet

Litium-ionbatterier er den markedsledende batteriteknologien i stasjonære systemer, elbiler og forbrukerelektronikk, mye grunnet den store fleksibiliteten i systemstørrelse, høy energitetthet, høy systemeffektivitet og rask installasjonstid. I stasjonære applikasjoner er litium-ionsystemer godt egnet for tjenester som krever høy effekt og kort til middels varighet (opptil to-fire timer i dag).

De siste årene har det imidlertid skjedd store forbedringer i både kostnad og ytelse, og systemer i stor skala (>100 MW) blir mer vanlig. Et eksempel er Tesla-installasjonen på 100 MW/129 MWh knyttet til en vindpark i Sør-Australia (The Guardian, 2017), og 300 MW/1200 MWh under utbygging av Vistra i California (Hering, 2020). Denne trenden gjør det mulig for litium-ionsystemer å muligens overgå andre teknologier som tradisjonelt har en fordel i slike stor-skala systemer med lang varighet.

#### Størrelse

0,1-300 (+) MW

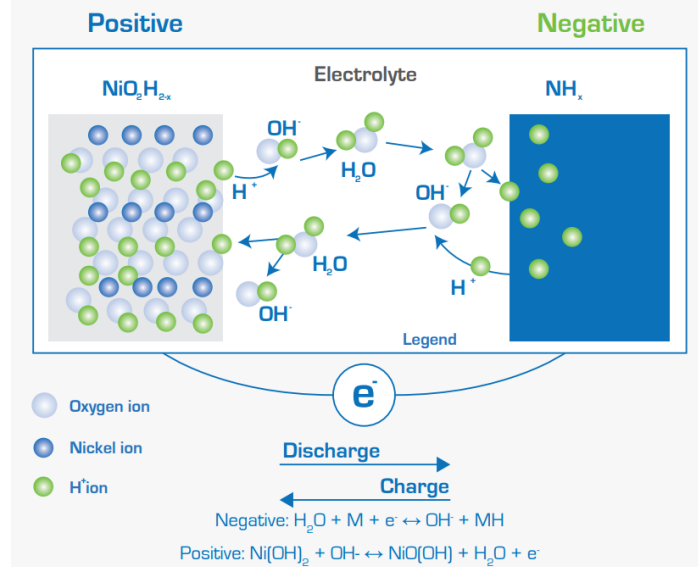
#### Varighet

Minutter - timer

#### Responstid

Millisekunder - sekunder

## Nikkel-metallhydridbatterier



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Nikkel-metallhydridbatterier (NiMH) lagrer energien mellom en katode med nikkeloksidhydroksid og en anode med en hydrogen-absorberende legering. NiMH batterier er et mer miljøvennlig alternativ til Ni-Cd batterier, med høyere energitetthet og lenger levetid. De har også en tryggere kjemisk sammensetning enn litium-ionbatterier.

Ulempen er at NiMH batterier har relativt høy selvutladingsrate og lav effektivitet (rundt 60-70%). Teknologien har best levetid ved små opp- og utladninger, som begrenser hvilke prosesser batterier kan anvendes til (EASE, u.d.).

### Marked og teknisk modenhet

NiMH batterier er en moden teknologi, og har blitt den dominerende nikkelaserte batterikjemien de siste 30 årene ettersom den har bedre ytelse og lavere miljørisiko enn Ni-Cd batterier. Mens NiMH-systemer hittil har hatt suksess innen forbrukerelektronikk og bilindustrien (hovedsakelig hybrid-biler) på grunn av teknologisk modenhet og konkurransedyktige kostnader, har de kontinuerlig fallende kostnadene og ytelsesforbedringene til litium-ionbatterier ført til at NiMH-batterier nå er forbigått i de fleste applikasjoner. Begrenset livssyklus og lav robusthet har hindret suksessen i andre markedet, og det forventes liten grad av teknologiutvikling fremover (EASE, u.d.).

### Størrelse

Et par kW – rundt 40 MW

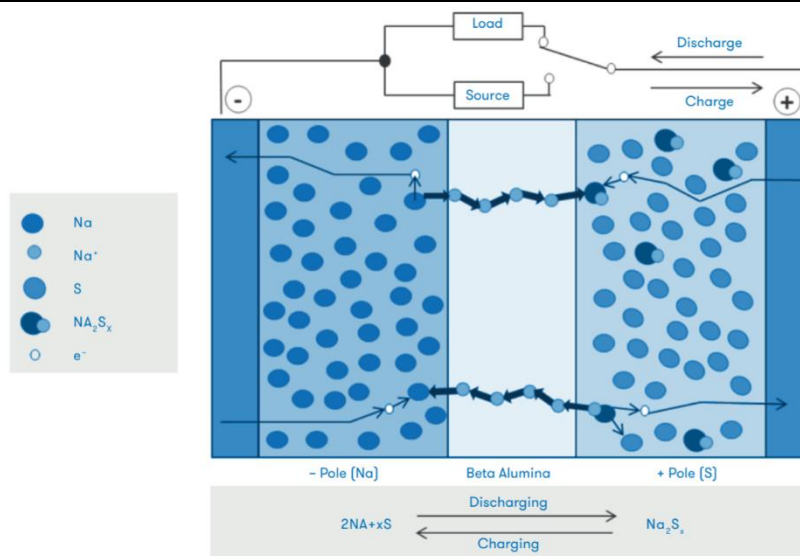
### Varighet

Minutter - timer

### Responstid

Millisekunder

## Natrium-svovel-batterier



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Natrium-svovel (NaS) batterier er den markedsledende teknologien innen høy-temperaturbatterier, og lagrer energi mellom en katode med flytende svovel og en anode med flytende natrium. Batteriet holdes kontinuerlig på temperaturer mellom 300°C og 360°C for at elektrodene skal holde seg flytende, ved hjelp av varmeovner som en integrert del av batteriet. NaS batterier har høy energitetthet og relativt høy virkningsgrad (70-80%) (EASE, u.d.).

På grunn av utfordringer med brannfare og etsende biprodukter av natrium og svovel har teknologien blitt brukt primært til stasjonær energilagring tilknyttet strømmettet (EASE, u.d.).

### Marked og teknisk modenhet

NaS-batterier er en moden teknologi som har vært produsert siden 1990-tallet. Batteriene produseres hovedsakelig av én produsent i Japan, NGK Insulators, samt et begrenset antall mindre selskaper. Systemene brukes primært til reduksjon av effekttopper i tilknytning til strømmettet, med rundt 550 MW kapasitet installert globalt (EASE, u.d.).

Bruken av NaS-teknologi har de siste årene gått ned til fordel for litium-ion baserte systemer. En av årsakene til dette er at systemene sliter med å konkurrere med fleksibiliteten til litium-ionsystemer og kravene til kortsiktige utladninger.

### Størrelse

10 - 100 MW

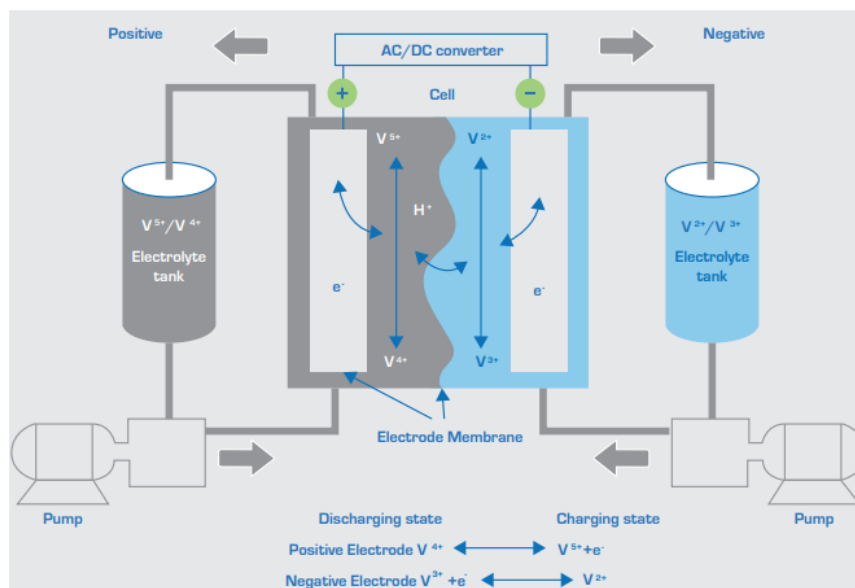
### Varighet

Minutter - timer

### Responstid

Millisekunder

## Flytbatterier



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Flytbatterier, eller strømningsbatterier, er en alternativ form for elektrokjemisk lagring og kan deles inn i tre kategorier: redoks, hybrid og membranfrie flytbatterier. Redoks er det vanligste, og det vi fokuserer på videre. Her lagres flytende elektrolytter i separate tanker, som strømmer gjennom et batteri under lading og utlading. Dette gjør at energi og effekt er uavhengige av hverandre, som er en av hovedfordelene til flytbatterier (Dagget, 2019). Batteriene kan så raskt lades ved å erstatte det utladede materialet med oppladet materiale. De vanligste kjemiske sammensetningene for flytbatterier er vanadium og sink-brom.

En annen fordel med flytbatterier er at de har langt syklusliv, med mer enn 20000 sykluser over 20 år. Flytbatterier er heller ikke påvirket av dype sykluser i stor grad, er enkle å resirkulere, og har lav brannrisiko – i motsetning til litium-ionbatterier. Både effektiviteten og energitettheten er imidlertid lavere enn litium-ionbatterier (Dagget, 2019).

### Marked og teknisk modenhet

For tiden er de vanadiumbaserte flytbatterisystemene markedsledende, med en rekke selskaper som aktivt utvikler og distribuerer systemer på kommersiell basis. Flytbatterier er foreløpig en mindre utviklet teknologi enn litium-ionbatterier, med høye kostnader og lavere effektivitet. De har likevel stort potensiale i bruksområder som krever lenger utladingstid (fra fire timer) slik som lagring tilknyttet strømmettet, på grunn av størrelse og lavere energitetthet enn litium-ionbatterier. Det forventes både teknologiforbedringer og kostnadsreduksjoner fremover, mye på grunn av at behovet for større lagringssystemer tilknyttet strømmettet (utility-scale) forventes å øke eksponentielt fra 2030 til 2050 (DNV GL, 2020).

### Størrelse

0,1 – 100 MW

### Varighet

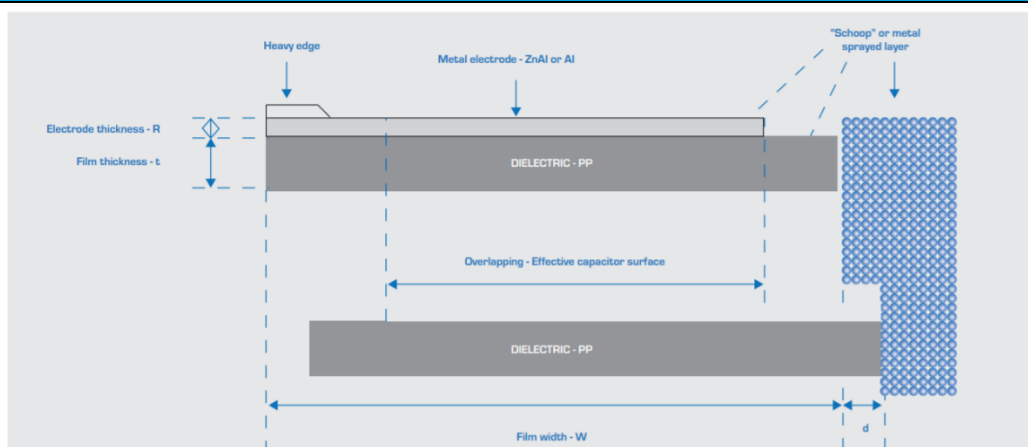
Sekunder - timer

### Responstid

Millisekunder

## 9.2.3 Elektrisk energilagring

### Superkondensator



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

#### Beskrivelse

En superkondensator er et elektrisk batteri som bruker en kondensator en energitetthet som er mye høyere enn vanlige elektrolyttkondensatorer. En superkondensator består av to metallektroder med belegg av aktivt kull(karbon) adskilt av en tynn og porøs isolator, alt i én elektrolytt. Resultatet er en mye høyere kapasitans enn vanlige kondensatorer som gjør at mye mer energi kan lagres. Som resultat har denne teknologien svært høy virkningsgrad, gjerne over 95%.

Energitettheten til superkondensatorer er langt lavere enn for vanlige batterier. Imidlertid er effekttettheten vanligvis 1-2 størrelsesordener større. Den høye effektkapasiteten under lading og utlading gjør superkondensatorer godt egnet til applikasjoner som involverer rask lading og utlading. Et eksempel er hurtiglading som kreves under regenerativ bremsing av et elektrisk tog og hurtigutlading som kreves under akselerasjon.

#### Marked og teknisk modenhet

Superkondensatorer produserer av bare et fåtall produsenter og er dyre. Bruksområdene er varierte, og inkluderer blant annet forsikring av effekt ved feil som gjør at reserveeffekt må leveres for å håndtere manglende effekt. Dette kan komme av raske endringer i etterspørsel i strømmettet, men også ved feil som gjør at tilbudet plutselig reduseres.

#### Størrelse

0,01 – 1 MW

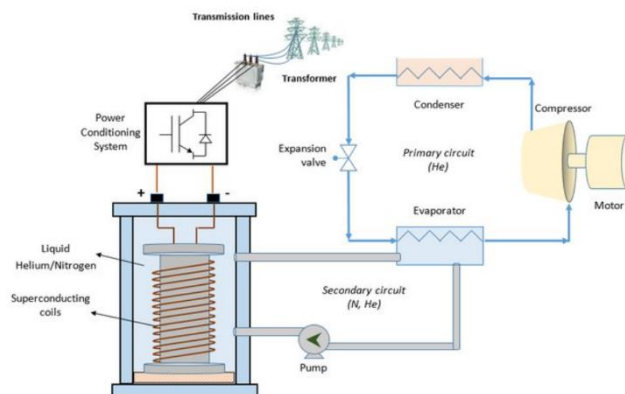
#### Varighet

Millisekunder – en time

#### Responstid

Millisekunder

## Superledende magnetisk energilagring (SMES)



Illustrasjon: (Nikolaidis & Poullikkas, 2017)

### Beskrivelse

I superledende magnetisk energilagring (engelsk: «superconducting magnetic energy storage») lagres energi i et magnetisk felt som oppstår ved å kjøre likestrøm gjennom en superledende, avkjølt spole. Når den først er ladet opp, kan energien lagres i ubestemt tid, og energitapet er nærmest null (Breeze, 2018).

Fordeler ved SMES er at den kan ha en responstid på mindre et par millisekunder, og kan frigjøre store mengder effekt (MW skala) i løpet av kort tid. Dette gjør teknologien spesielt godt egnet for å rette opp i momentane feil i strømmettet eller sørge for spenningskvalitet. SMES har heller ingen bevegelige deler, og har lav miljøpåvirkning.

Ulemper med SMES er at det krever dyre nedkjølingsapparater og høy strømtilførsel for å opprettholde den lave temperaturen som kreves for å avkjøle spolen. Dette gjør det til en veldig dyr teknologi. I tillegg finnes teknologien foreløpig kun i mikro- og småskala enheter, fordi større enheter krever betydelig areal til spolen.

### Marked og teknisk modenhet

SMES-teknologi har eksistert siden 1980-tallet, men har foreløpig ikke fått noen store markedsandeler. Det største systemet til kan levere 10 MW, men typiske størrelser ligger på rundt 3 MW (som leveres i løpet av ett sekund) (Breeze, 2018). Selv om det foregår forskning på å utvide størrelsen på teknologien, er det sannsynlig at markedet for tjenester som krever høy effekt over korte perioder kan dekkes av andre, billigere teknologier (slik som ikke-superledende teknologier, som stadig forbedres).

#### Størrelse

0,1 – 10 MW

#### Varighet

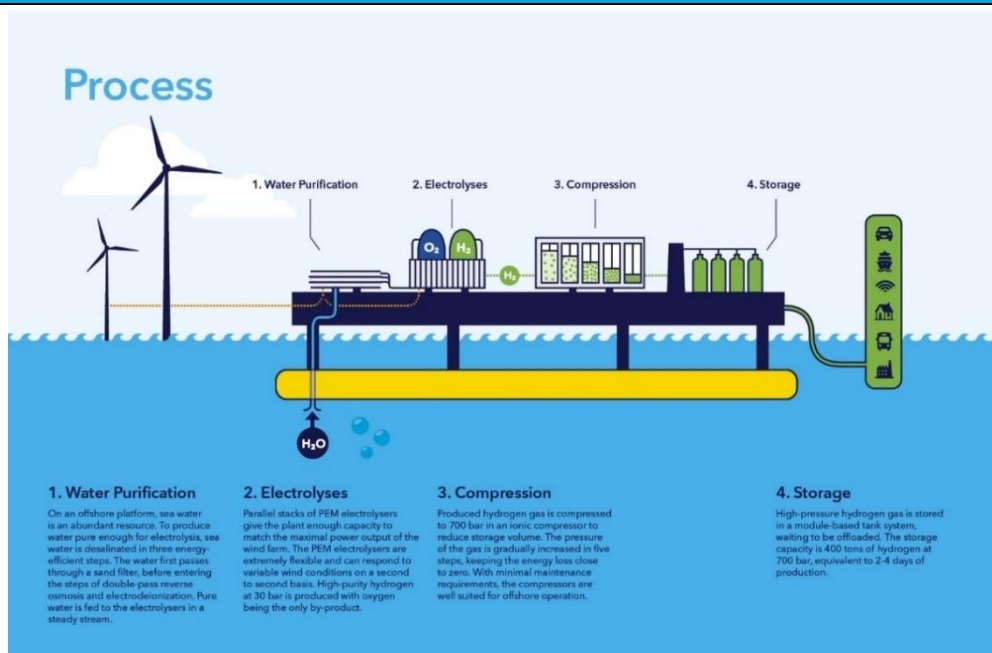
Sekunder – timer

#### Responstid

<100 millisekunder

## 9.2.4 Kjemisk energilagring

### Strøm-til-hydrogen



Illustrasjon: DNV GL

#### Beskrivelse

Hydrogen kan produseres enten fra reformering av naturgass, forgassing av olje eller gass, eller fra elektrolyse av vann ved hjelp av strøm. Her fokuserer vi på elektrolyse, der vann spaltes til oksygen og hydrogen, og hydrogenet lagres. De to vanligste typene er alkalisk elektrolyse (ALK) og polymer elektrolyttmembran (PEM) elektrolyse.

For energilagringsformål brukes hydrogen typisk til sesonglagring, som kan konverteres tilbake til strøm ved behov. Et eksempel kan være en PEM som kombineres med en vindmøllepark til havs (se illustrasjon), og som i perioder med høy produksjon kan brukes til å produsere hydrogen (fra kraft som ellers ville blitt strupet eller solgt til lav pris). Når energien er omgjort til hydrogen, kan den transporteres ved lavere kostnad og høyere effektivitet enn elektrisk energi (avhengig av avstander). Hydrogen kan også brukes til andre formål, slik som drivstoff i transportsektoren, oppvarming av bygg og i industriprosesser.

#### Marked og teknisk modenhet

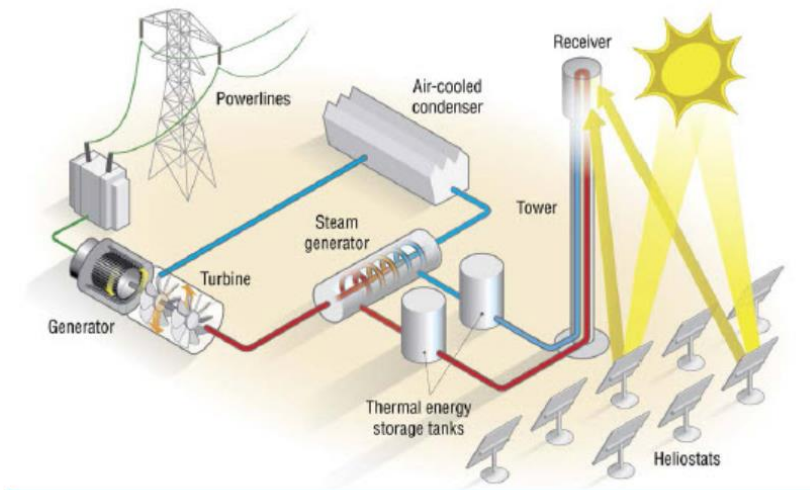
Hydrogen som medium for energilagring er relativt umoden i forhold til mange andre teknologier, men markedet er under sterk vekst. Mange prosjekter er nå under planlegging, og flere land har nå kommet med dedikerte hydrogenstrategier. Hovedmarkedene for hydrogen anses likevel å være knyttet til andre formål enn som energilagring, slik som dekarbonisering av industri og transport. Dette er mye på grunn av en lav systemeffektivitet for re-elektrifisering (rundt 35%). Likevel har hydrogen potensiale til å brukes for å balansere tilbud og etterspørsel i strømmettet som følge av naturlige eller sesongbaserte variasjoner.

Størrelse	Varighet	Responstid
0,01 – 1000 MW (ikke fra elektrolysører i dag, men mulig potensiale)	1 – 24t (+)	Sekunder



## 9.2.5 Termisk energilagring

### Smeltet salt



Illustrasjon: Konsentrert solenergi med termisk energilagring med smeltet salt (Cleanleap, u.d.)

#### Beskrivelse

Smeltet salt (engelsk: molten salt), er salt som er fast ved standard temperatur og trykk, men som smelter og blir flytende ved økt temperatur. Vanligvis brukes binære smeltede saltblandinger som 60%  $\text{NaNO}_3$  og 40%  $\text{KNO}_3$  med væskefase i temperaturområdet 220-600C. Energilagring med smeltede salter brukes hovedsakelig til å lagre varmeenergi fanget av konsentrert solenergi («Concentrated solar power», CSP). Lagringen foregår ved høye temperaturer, og går ut på at den flytende saltblandingen pumpes fra en «kald» tank på ca. 288 C gjennom en solfanger og blir varmet opp til ca. 566 C før det lagres i en varm tank. Den lagrede varmen kan bli konvertert til overhettete damp som kan benyttes i konvensjonelle generatorer for å produsere elektrisitet når solen ikke skinner. Den lagrede energien kan også brukes direkte til prosesser som krever høy temperatur, for eksempel hydrogenproduksjon.

Aalborg CSP i Danmark jobber også med et prosjekt for lagring av vindenergi med smeltet salt. Her benyttes en elektrisk ovn som benytter overskuddsproduksjon fra vindkraftverk for å varme opp saltet før det lagres i en varm tank (Pedersen, 2019). Dette konseptet er foreløpig på forskningsstadiet. Den kommersielt tilgjengelige konfigurasjonen for et smeltet salt energilagringssystem er et to-tank-system, som beskrevet over, men systemer basert på en enkel tank som skiller varmt og kaldt salt er under utvikling, noe som vil redusere kostnadene (Dodaro, 2015). Varmen kan lagres i dager, uker eller måneder, avhengig av hvor godt tanken er isolert.

#### Marked og teknisk modenhet

Energilagring med smeltet salt er et relativt modent konsept som benyttes sammen med konsentrert solenergi både i Spania og USA. Teknologien ble demonstrert allerede i Solar Two prosjektet i 1995-1999 (SunLab, 2000). Markedet for konsentrert solenergi kombinert med denne lagringsmetoden vokser globalt, og det er forventet en videre teknologiutvikling og kommersialisering i årene som kommer.

#### Størrelse

>300 MW

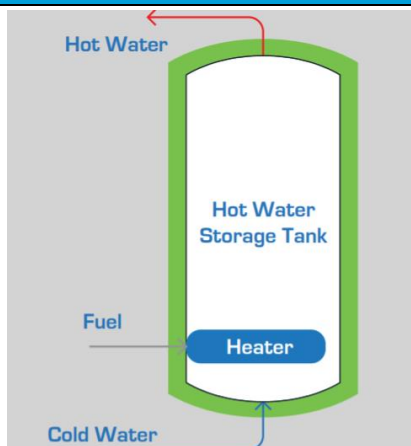
#### Varighet

Minutter - timer

#### Responstid

Minutter

## Sensibel termisk energilagring



Illustrasjon: (EASE, u.d.)

### Beskrivelse

Sensibel eller følbart termisk energilagring er den vanligste og enkleste metoden å lagre termisk energi på, og innebærer kun en temperaturendring i lagringsmediet. Lagringsprosessen går ut på at et materiale blir varmet opp eller nedkjølt uten at det gjennomgår en faseendring (smelter/størkner) for å lagre varme eller kulde. Vanligvis benyttes vann som lagringsmedium, på grunn av tilgjengelighet, høy varmekapasitet og lave kostnader, men stein, leire, sand og jord kan også benyttes. Lagringsmediet blir varmet opp enten med elektrisitet, solenergi og varmepumpe eller andre energikilder (IEA-ETSAP, IRENA, 2013).

### Marked og teknisk modenhet

Sensibel termisk energilagring finnes i mange ulike varianter og kapasiteter og har flere bruksområder innenfor fjern- og nærvarme, både til oppvarming av rom og varmtvann i boliger, samt industrielle og kommersielle systemer. Det er en enkel metode for å lagre for eksempel solenergi som benyttes som varme når solen ikke skinner (Thu-Trang Nguyen, 2017).

Sensibel termisk energilagring er en moden teknologi og benyttes i storskala over hele verden.

### Størrelse

0,001-20 MW

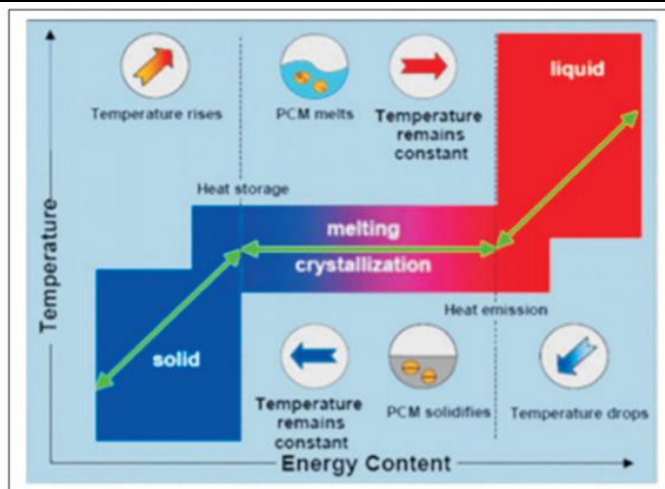
### Varighet

1-12 timer

### Responstid

Noen sekunder

## Latent termisk energilagring



Illustrasjon: (Akanksha Mishra, 2015)

### Beskrivelse

Latent termisk energi er varme som blir frigitt eller absorbert av et materiale gjennom en prosess som foregår ved konstant temperatur. Latent termisk energilagring innebærer bruken av faseendingsmaterialer (Phase Change Materials, PCM), som kan befinne seg i fast-, flytende-, eller gassfase. Når et fast stoff varmes opp til en temperatur over smeltepunktet, vil materialet smelte, og når flytende væske kjøles ned til under smeltepunktet vil den størkne. For at et materiale skal gjennomgå en slik faseendring absorberer eller frigir det termisk energi. Når et PCM blir varmet opp absorberer det sensibel varme helt til temperaturen når materialets faseendringstemperatur, hvor materialet vil fortsette å absorbere varmeenergi (latent varme) ved en konstant temperatur gjennom faseendringen. Når materialet får kjøle seg ned til opprinnelig tilstand blir den lagrede latente varmen frigitt (Gemini.no, 2018).

### Marked og teknisk modenhet

Latent termisk energilagring med faseendingsmaterialer blir brukt til flere ulike formål, som fjern- og nærvarme til oppvarming og kjøling av bygninger og til medisinske formål.

Lagringsmetoden er kommersielt tilgjengelig for noen materialer og temperaturer, men er fremdeles i en forsknings- og utviklingsfase bland annet for høytemperatur PCM.

### Størrelse

0,001-1 MW

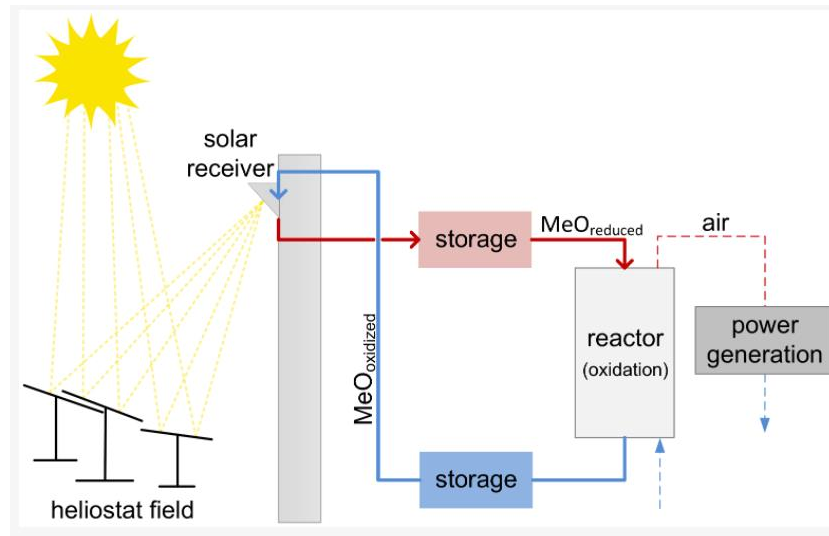
### Varighet

Noen uker

### Responstid

Ikke funnet kilder på

## Termokjemisk energilagring



Illustrasjon: (Nicole Carina Preisner, 2020)

### Beskrivelse

Termokjemisk energilagring innebærer å lagre varme i kjemiske bindinger. Dette foregår gjennom en reversibel kjemisk reaksjon som absorberer varme og lagrer den i kjemiske bindinger i produktet. Når reaksjonen blir reversert frigis varmen. Det vanligste eksempelet på dette er hydrering av salter. Her varmer man opp en saltløsning, for eksempel med solenergi, slik at vannet fordampes, og varme lagres i saltet som størkner. Når vann tilsettes saltet blir det løst opp, og den lagrede varmeenergien frigjøres. Teknologien kan brukes både til kort- og langtidslagring.

### Marked og teknisk modenhet

Termokjemisk energilagring har den høyeste energitettheten av de termiske lagringsalternativene, og regnes dermed for å ha høyt potensiale for oppvarming av boliger og næringsbygg.

Termokjemisk energilagring er fortsatt i en forsknings- og utviklingsfase. Teknologien trenger reduksjon i størrelse og forbedring av materialer, samt mer testing for å finne ut potensialet for kommersialisering.

### Størrelse

0,01-1 MW

### Varighet

Timer – uker/måneder

### Responstid

Ikke funnet kilder på

## 9.3 Energilagringsteknologier: ytelsesdata

Tabell 9.1 viser typiske ytelsesdata per energilagringsteknologi. Det bør merkes at disse dataene varierer avhenger av hvilke kilder man ser på, og vil også være avhengige av en rekke eksterne faktorer for flere teknologier (for eksempel temperatur, om syklusen er dyp eller ikke, og andre). Følgende kilder er brukt: (World Energy Council, 2020), (EESI, 2019), (Deloitte, 2015), (Tomas Högberg, 2018), (Andrew Smallbone, 2017), (Gao, 2015). Der det er hull i tabellen har vi ikke klart å finne god nok informasjon, og bør utforskes videre dersom teknologien er interessant.

**Tabell 9.1: Ytelsesdata for energilagringsteknologier**





Teknologi	Nominell effekt (MW)	Oppladings-tid	Utladings-tid	Respons-tid	Levetid (år)	Selv-utlading (%)	Energi-tetthet (Wh/l)	Virknings-grad (%)
<b>Pumpe-kraft</b>	10-3000 <sup>a</sup>	Timer-mnd	1-24t+	Sek-min	40-60	~0	0,2-2	70-85
<b>PHES</b>	0,1-200	8t	3-6t	Sek	20-30	~1%/dag	15-30 (Wh/kg)	70-75
<b>CAES</b>	10-1000	Timer-mnd	1-24t+	Minutter	20-40	~0	2-6	60-89
<b>LAES</b>	5-650		2-24t+	Minutter	30-40	~0	107 kWh/m <sup>3</sup>	50-100
<b>Svinghjul</b>	0,001-1	Sek-min	Ms-15 min	Ms-sek	15+	1,3-100	20-80	90-95
<b>Blybatteri</b>	10-100	8-16t	Min-timer	<10s	6-40	4%/uke <sup>b</sup>	50-80	80-90
<b>NaS batteri</b>	10-100	Sek-timer	Min-timer	Ms	10-15	0,05-20	150-300	80-90
<b>Li-ion batteri</b>	0,1-100	Min-dager	Min-timer	Ms-sek	5-15	0,1-0,3	200-400	85-95
<b>Ni-Cd batteri</b>	~0,05-40	1-14t	Min-timer	Ms	10-20	10-20 /mnd	30-70 Wh/kg	60-70
<b>NiMH batteri</b>	~0,05-40	1-20t	Min-timer	ms	10-15	5-20 + 0.5-4 <sup>c</sup>	140-300	60-70
<b>Flyt-batteri (redoks)</b>	0,1-100	Timer-mnd	Sek-timer	ms	5-10	0,2	20-70	60-85
<b>Super-konden-sator</b>	0,01-1	Sek-timer	Ms-60min	Ms	20+	20-40	10-20	90-95
<b>SMES</b>	0,1-1	Min-timer	Ms-8s	<100ms	20+	10-15	~6	95-98

Teknologi	Nominell effekt (MW)	Oppladings-tid	Utladings-tid	Respons-tid	Levetid (år)	Selv-utlading (%)	Energi-tetthet (Wh/l)	Virknings-grad (%)
<b>Hydrogen</b>	0,01-1000	Timer-mnd	1-24t+	Sekunder	5-30	0-4	600 (200 bar)	35-55
<b>Smeltet salt</b>	150	Timer-mnd	Min-timer	Minutter	30		290	80-90
<b>Sensibel termisk</b>	0-20	1-12t	5-840 s <sup>d</sup>	<1 min	20		25 kWh/m <sup>3</sup>	50-90
<b>Latent termisk</b>	0.001-1		Uker		20	1%/dag	100 kWh/m <sup>3</sup>	75-90
<b>Termo-kjemisk</b>	0.01-1		Timer-måneder		10-30		120-250 kWh/m <sup>3</sup>	75-100

- a) I teorien ingen begrensning
- b) Avhengig av oppbevaringstemperatur
- c) 5-20% første dag, deretter 0.5-4% per dag. Sterkt avhengig av oppbevaringstemperatur
- d) Avhengig av hvilket materiale som brukes som energilagring

## 9.4 Mulige bruksområder for ulike teknologier

Figur 9.1 til 9.3 viser mulige bruksområder for de ulike energilagringsteknologiene, basert på hvor godt de egner seg til det gitte bruksområdet. For mer informasjon og kilder, se kapittel 5.2.

	Uegnet	Teknologien har ikke de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste.
	Noe egnet	Teknologien har til en viss grad de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste.
	Egnet	Teknologien har de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste, men er ikke eller i liten grad brukt til å levere denne tjenesten i dag.
	Velegnet	Teknologien har de riktige egenskapene som skal til for å levere en tjeneste, og brukes til å levere denne tjenesten i dag.

		Pumpekraft	Pumpekraft varme (PHES)	Lagring av trykkluft	Lagring av flytende luft	Svinghjul
Kraftprodusenter	Flytting av produksjon	●	●	●	●	●
	Redusere pålagt struping	●	●	●	●	●
	Møte produksjonsprognoser	●	●	●	●	●
	Black start	●	●	●	●	●
TSO	Frekvensregulering	●	●	●	●	●
	Flaskehals	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●
DSO	Spenningskvalitet	●	●	●	●	●
	Flaskehals	●	●	●	●	●
	Optimal lastflyt	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●
Sluttbruker	Redusere effektopper	●	●	●	●	●
	Arbitrasje	●	●	●	●	●
	Økt egenkonsum	●	●	●	●	●
	Nødstrøm/ UPS	●	●	●	●	●
	Mikronett/ øydrift	●	●	●	●	●
Engros-marked	Arbitrasje	●	●	●	●	●
Annet	Sesonglagring	●	●	●	●	●

**Figur 9.1: Mulige bruksområder for mekanisk energilagring**

		Blybatterier	Ni-Cd-batterier	Li-ionbatterier	NiMH-batterier	Flytbatterier	NaS-batterier
Kraftprodusenter	Flytting av produksjon	●	●	●	●	●	●
	Redusere pålagt struping	●	●	●	●	●	●
	Møte produksjonsprognoser	●	●	●	●	●	●
	Black start	●	●	●	●	●	●
TSO	Frekvensregulering	●	●	●	●	●	●
	Flaskehals	●	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●	●
DSO	Spenningskvalitet	●	●	●	●	●	●
	Flaske-hals	●	●	●	●	●	●
	Optimal lastflyt	●	●	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●	●	●
Sluttbruker	Redusere effekt-topper	●	●	●	●	●	●
	Arbitrasje	●	●	●	●	●	●
	Økt egen-konsum	●	●	●	●	●	●
	Nødstrøm/ UPS	●	●	●	●	●	●
	Mikronett/ øydrift	●	●	●	●	●	●
Engros-marked	Arbitrasje	●	●	●	●	●	●
Annet	Sesonglagring	●	●	●	●	●	●

**Figur 9.2: Mulige bruksområder for elektrokjemisk energilagring**



		Superkondensator og SMES	Hydrogen	Termisk lagring	Fleksibelt forbruk
Kraftprodusenter	Flytting av produksjon	●	●	●	●
	Redusere pålagt struping	●	●	●	●
	Møte produksjonsprognoser	●	●	●	●
	Black start	●	●	●	●
TSO	Frekvens-regulering	●	●	●	●
	Flaske-halser	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●
DSO	Spennings-kvalitet	●	●	●	●
	Flaske-halser	●	●	●	●
	Optimal lastflyt	●	●	●	●
	Beredskap	●	●	●	●
Sluttbruker	Redusere effekt-topper	●	●	●	●
	Arbitrasje	●	●	●	●
	Økt egen-konsum	●	●	●	●
	Nødstrøm/ UPS	●	●	●	●
	Mikronett/ øydrift	●	●	●	●
Engros-marked	Arbitrasje	●	●	●	●
Annet	Sesonglagring	●	●	●	●

**Figur 9.32: Mulige bruksområder for elektrisk, kjemisk og termisk lagring, og fleksibelt forbruk**

## 9.5 Kostnader for hydrogen verdikjede

For å beregne kostnadene for alle elementene i verdikjeden til hydrogen, har vi brukt kilder som ligger inne i vårt beregningsverktøy for energi-verdikjeder, ExplEnergy. Følgende kostnadsdata og tilhørende kilder har blitt brukt:

	Høyt nivå	Lavt nivå
Produksjon av H2 fra AEL elektrolysør	<b>CAPEX: 1,5 \$/W</b> IEA Technology Roadmap Hydrogen Fuel Cells (2015), Tabell 9: 1,5 USD/W	<b>CAPEX: 0,7 \$/W</b> Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, NOW (2018), Abuildung A-5 (and Abuildung 4-10): 0,7 USD/W
Kompresjon av hydrogen til 350-700 bar (før lagring)	<b>CAPEX: 0,43 \$/W</b> NREL: Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs, Table 4, Pessimistic case, 3,3 MW system	<b>CAPEX: 0,21 \$/W</b> IEA Technology Roadmap Hydrogen Fuel cells, Table 10. Compressor 70 MPa
Lagring av komprimert hydrogen i tanker	<b>CAPEX: 1200 \$/kg (36,7 \$/kWh)</b> Paper: Manufacturing Cost Analysis of Novel Steel/Concrete Composite Vessel for Stationary Storage of High-Pressure Hydrogen (Wei Zhang, Fei Ren, Zhili Feng and Jy-An Wang), Sept 2012: DOE target for 2015 for 430 bar: 900 \$/kg and 1200 \$/kg for 860 bar (for delivering 350 or 700 bar). Assumed interval 800 to 1200 \$/kg.	<b>CAPEX: 800 \$/kg (24,3 \$/kWh)</b> Paper: Manufacturing Cost Analysis of Novel Steel/Concrete Composite Vessel for Stationary Storage of High-Pressure Hydrogen (Wei Zhang, Fei Ren, Zhili Feng and Jy-An Wang), Sept 2012: DOE target for 2015 for 430 bar: 900 \$/kg and 1200 \$/kg for 860 bar (for delivering 350 or 700 bar). Assumed interval 800 to 1200 \$/kg.
Produksjon av elektrisitet gjennom brenselcelle (PEM, stasjonær)	<b>CAPEX: 7 \$/W</b> Strategic Analysis Inc., Manufacturing Cost and Installed Price Analysis of Stationary Fuel Cell Systems, rev 3. (2016), Figure 5, 5 kWe LT or HT PEM system, syst, 1000 syst./yr: 6.9-7.4 USD/W.	<b>CAPEX: 2 \$/W</b> European commission, JRC Technical reports, Global deployment of large capacity stationary fuel cells (2019), Annex B, 2020 target: USD 2-3 USD/W.
<b>Total CAPEX (\$/kW)</b>	<b>8930 \$/kW</b>	<b>2910 \$/kW</b>
<b>Total CAPEX (\$/kWh)</b>	<b>36,7 \$/kWh</b>	<b>24,3 \$/kWh</b>
<b>Total OPEX (\$/kW/år)</b>	<b>357 \$/kW/år</b> Antar 4% av CAPEX	<b>58 \$/kW/år</b> Antar 2% av CAPEX

	Høyt nivå	Lavt nivå
<b>Tur-retur-effektivitet (%)</b>	<b>35%</b> NREL Energy Storage Analysis, slide 4: <a href="https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa173_penev_2019_p.pdf">https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa173_penev_2019_p.pdf</a>	<b>35%</b> NREL Energy Storage Analysis, slide 4: <a href="https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa173_penev_2019_p.pdf">https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa173_penev_2019_p.pdf</a>

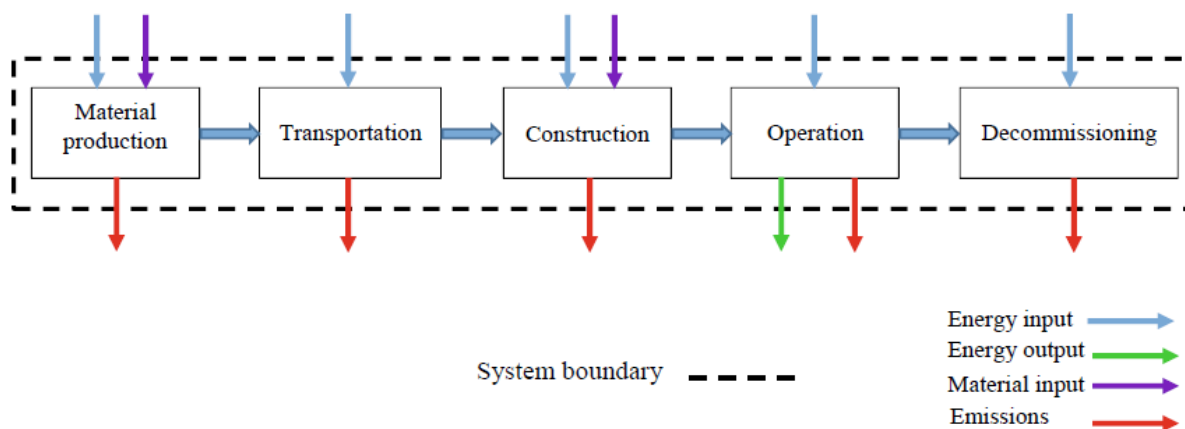
## 9.6 Bakgrunn: livssyklusanalyser (LCA)

### 9.6.1 Introduksjon om metode

Livssyklusanalyser (LCA – Life cycle assessments) er et nyttig verktøy for å kvantifisere miljøytelsen til et produkt eller et system fra vugge til grav. LCA er basert på ISO 14040 og IO 14044 som gir retningslinjer og et metodisk rammeverk. LCA har fire faser: definering av systemgrenser og mål, inventar-analyse, konsekvensanalyse og vurderinger. LCA av energilagringssystemer innebærer estimering av energibruk og utslipp samt partikler for verdikjeden i de ulike stadiene, fra materialutvinning, produksjon, transport, og drift til endelig avvikling med gjenbruk eller resirkulering, se figur.

Den funksjonelle enheten er normalt basert på primærtjenesten til et system. For et energilagringssystem er den primære tjenesten å levere lagret elektrisitet, effekt, arbeid, varme eller andre systemtjenester. En miljøparameter settes per de funksjonelle enhetene MW og kW for installert effekt, eller per GJ, kWh og MWh for elektrisitet. Systemgrenser må settes for energilagringssystemet eller teknologien, for en spesifikk verdikjede. Omfanget av hver enkelt studie varierer avhengig av hvor mye direkte og indirekte utslipp og miljøkonsekvenser som skal inkluderes. Systemgrensene begrenses ofte av tilgjengelighet og kvaliteten på data. Generiske verdier for verdikjeder hentes ofte fra databaser, som f.eks. CO<sub>2</sub>-intensitet for elektrisitet i et land hvor produksjonen av materialer eller systemet foregår, f.eks. Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database.

På grunn av ulike systemgrenser og ulike datasett for generiske verdier for materialer og energibruk i produksjon og transport, kan studier sjeldent direkte sammenlignes. På den annen side, så jobbes det med harmonisering av metode for å sette systemgrenser, og flere og flere studier søker å benytte så like systemgrenser som mulig for å kunne sammenligne teknologier eller alternative verdikjeder for grupper av teknologier. Varedeklarasjoner utført av samme firma og rådgiver, eller forskermiljø kan i mange sammenhenger bedre sammenlignes, enn fra vidt forskjellige fagmiljøer som kan benytte ulike metodikk og benytte ulike databaser for deler av verdikjeden.



For informasjon om nyere forskning på LCA for nye energiteknologier, se *Consequential Life Cycle Assessment for Novel Energy Technologies: The Case of Energy Storage*, av Jaramillo, Paulina, ved Carnegie-Mellon University, Pittsburgh, PA, United States

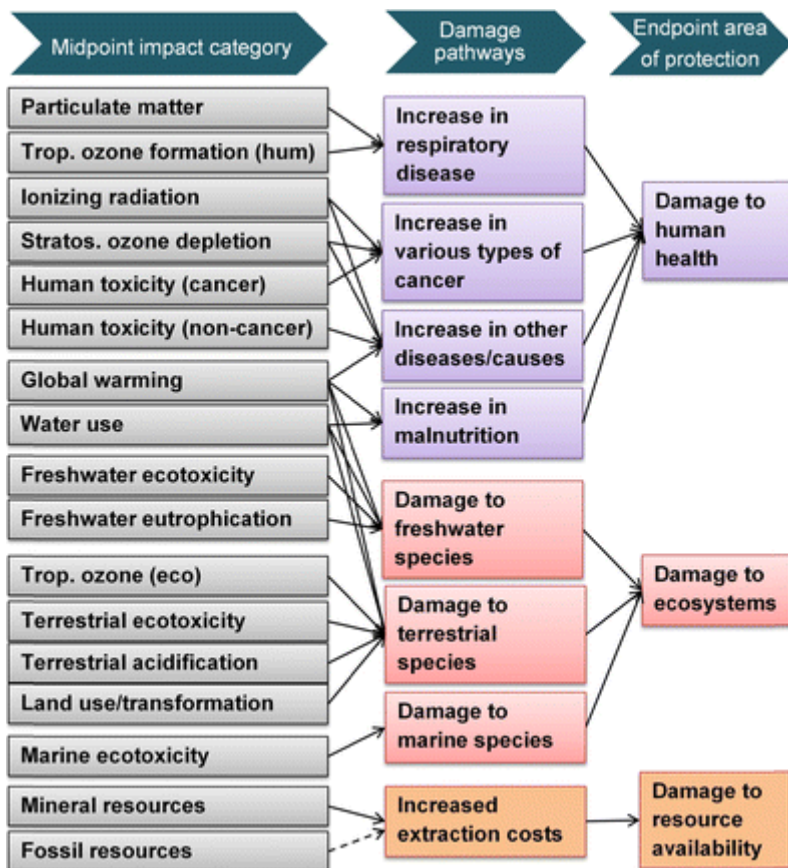
## 9.6.2 ReCiPe-metodikken

Det er to vanlige måter å utlede karakteriseringsfaktorer på, dvs. midtpunktnivå og sluttpunktnivå. ReCiPe beregner 18 midtpunktindikatorer og 3 endepunktindikatorer

Midtpunktindikatorer fokuserer på enkelte miljøutfordringer, for eksempel klimaendringer eller forurening. Endepunktindikatorer viser miljøpåvirkningen på tre høyere aggregerte nivåer, som er 1) effekten på menneskers helse, 2) biologisk mangfold og 3) ressursmangel. Konvertering av midtpunkter til sluttpunkter forenkler tolkningen av LCIA-resultatene. Imidlertid øker usikkerheten i resultatene for hvert aggregeringstrinn. Figuren nedenfor gir en oversikt over strukturen til ReCiPe.

Oversikt over påvirkningskategoriene som er dekket i ReCiPe2016-metoden og deres forhold til beskyttelsesområdene.

Forholdet mellom LCI-parametere (venstre), midtpunktindikator (midt) og endepunktindikator (høyre) i ReCiPe 2016.



### 9.6.3 Datatabell for LCA-parametere

Denne tabellen finnes i fullstendig format i Excel, som kan sendes på forespørsel.

	Energilagringssystem	Case	Funksjonell enhet	Systemresser	Datkilde og modell	Impact categories considered	Klimagassutslipp, CO2eq/kWh	Toxity, GWP, PM10eq/kWh	Partikkelutslipp, PM10eq/kWh	Fossil oil equivalents, CO2eq/kWh	Forsuring, CO2eq/kWh	Comments
Pumpekraft (PHS)	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 1	1 kWh	Cradle-to-gate, transportation, and decommissioning	Existing studies and ecoinvent database	NER and GWP	7,79					The net energy ratio (NER) and emissions are calculated for a PHS with a capacity of 118 MW. The NER is 0,79, 32% of the total construction emissions are from dam construction.
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 2	1 GWh	Cradle-to-gate, operation, and decommissioning	Economic Input/Output (EIO) database	ER and GWP	5,6					The total energy requirement is 0,066 Mthermal/kWh (without stored electricity). The calculations are based on a 20% capacity factor and 60-year project lifetime.
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 3	1 kWh	Cradle-to-gate	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	23,5-650	15,70-418	0,05-0,85	5,61-189		Emissions from electricity production were also included in the analysis. The emissions are from different energy sources including wind, photovoltaic, the Belgium grid, and the Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE).
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 4	1 kWh	Cradle-to-gate	Existing studies and ecoinvent database	GWP	145-179					The range results from the variation of efficiency and lifetime of a 100 MW system.
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 5	1 M³/day	Cradle-to-gate	Ecoinvent database	GWP, HT, PMF, FFD, OD, PMF, TA, etc.	5,43-324	3,34-17,6		1,64-129	0,002-0,44	The range represents the various sources for electricity, i.e., wind, natural gas, and the local grid.
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 6	1 kWh	Cradle-to-gate, transportation, maintenance, operation, and decommissioning	Existing studies and ecoinvent database	NER and GWP	269-276					The NER and emissions are calculated for a PHS with a capacity of 118 MW. The NER ranges from 0,77 to 0,79.
	Pumpekraft (PHS)	PHS - Case 7	10 kWh	Cradle-to-gate, transportation, operation, and decommissioning	SimaPro	ReCiPe 2016 indicators						The value represents the normalized environmental impact considering human health (40%), ecosystems (40%), and resources (20%).
CAES	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 1a	1 kWh	Cradle-to-gate, transportation, and decommissioning	Existing studies and ecoinvent database	NER and GWP	264					The NER and emissions are calculated for a conventional CAES with a capacity of 81 MW. The NER is 0,542. The combustion of natural gas is included. The transportation of natural gas and the compressors are the main contributors to construction emissions at 28% and 26%, respectively.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 1b	1 kWh	Cradle-to-gate, transportation, and decommissioning	Existing studies and ecoinvent database	NER and GWP	5					The NER and emissions are calculated for an adiabatic CAES with a capacity of 60 MW. The NER is 0,702. Compressors and underground cavern development are the main contributors to construction emissions at 46% and 26%, respectively.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 2	1 GWh	Cradle-to-gate, operation, and decommissioning	Economic Input/Output (EIO) database	ER and GWP	292					The energy requirement is 5,27 Mthermal/kWh plus 0,735 kWh electricity/kWh (without stored electricity). The calculations are based on a system of 2700 MW with a 20% capacity factor and a 40-year project lifetime. Emissions from electricity production were also included in the analysis. The emissions are from different energy sources including wind, photovoltaic, the Belgium grid, and UCTE.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 3	1 kWh	Cradle-to-gate	Ecoinvent and NEEDS Life Cycle Inventory Database	CC, HT, PMF, and FFD	27-740	24,90-475	0,08-1,0	7,48-217		
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 4	1 kWh	Cradle-to-gate	Existing studies and ecoinvent database	GWP	161-272					The range results from the variation of efficiency and lifetime of a 100 MW system.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 5a	1 kWh	Cradle-to-gate and operation	Existing studies and ecoinvent database	CC, FWEI, FWEI, HT, MRD, PMF, PMF, TA, and AULO	380	0,24		0,31		An LCA was conducted for a 200 MW conventional CAES for a 400 MW offshore wind farm.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 5b	1 kWh	Cradle-to-gate and operation	Existing studies and ecoinvent database	CC, FWEI, FWEI, HT, MRD, PMF, PMF, TA, and AULO	19	0,47		0,13		An LCA was conducted for a 150 MW adiabatic CAES for a 400 MW offshore wind farm.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 6a	1 kWh	Cradle-to-gate, transportation, maintenance, operation, and decommissioning	Existing studies and ecoinvent database	NER and GWP	97-403					The NER and emissions are calculated for a conventional CAES with a capacity of 81 MW. The NER ranges from 0,53 to 0,54.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 6b	1 kWh	Cradle-to-gate, transportation, maintenance, operation, and decommissioning	Existing studies and ecoinvent database	NER and GWP	296-308					The NER and emissions are calculated for an adiabatic CAES with a capacity of 60 MW. The NER ranges from 0,70 to 0,72.
	Trykkluft (CAES)	CAES - Case 7	10 kWh	Cradle-to-gate, transportation, operation, and decommissioning	SimaPro	ReCiPe 2016 indicators						The value represents the normalized environmental impact considering human health (40%), ecosystems (40%), and resources (20%).
FES	FES	FES - Case 1	Not specified	Cradle-to-gate and operation	Existing studies	CC						Total GHG emissions in the material production and operation phases over the 20-year lifetime.
	FES	FES - Case 2	Not specified	Cradle-to-gate	Existing studies	CC						Total GHG emissions in the material production over the 15-year lifetime.



## 10 REFERANSER

- Akanksha Mishra, A. S. (2015). *Latent Heat Storage Through Phase Change Materials*.
- Andrew Smallbone, V. J. (2017). Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies. *Energy Conversion and Management*.
- ARPA-E. (2018). *Duration Addition to Electricity Storage (DAYS) Overview*. Hentet fra ARPA-E: [https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/documents/files/DAYS\\_ProgramOverview\\_FINAL.pdf](https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/documents/files/DAYS_ProgramOverview_FINAL.pdf)
- Baumgarte, F., Glenk, G., & Rieger, A. (2019). *Business Models and Profitability of Energy Storage*. Research Gate. Hentet fra [https://www.researchgate.net/publication/334508706\\_Business\\_Models\\_and\\_Profitability\\_of\\_Energy\\_Storage](https://www.researchgate.net/publication/334508706_Business_Models_and_Profitability_of_Energy_Storage)
- Beacon Power. (u.d.). *Beacon Power*. Hentet fra Carbon Fiber Flywheels: <https://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>
- BloombergNEF. (2019, December 3). *Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019*. Hentet fra BloombergNEF: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>
- BloombergNEF. (2019, March 26). *Battery Power's Latest Plunge in Costs Threatens Coal, Gas*. Hentet fra Blog, BloombergNEF: <https://about.bnef.com/blog/battery-powers-latest-plunge-costs-threatens-coal-gas/>
- Bradley, P. e. (2013). A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK. *Energy Policy, Volume 52*, 312-327.
- Breeze, P. (2018). *Power System Energy Storage Technologies*. Academic Press.
- BYD. (2020, September 1). *BYD Starts Operations at its Lithium Ion Phosphate Battery Factory in Brazil*. Hentet fra BYD: <https://www.byd.com/en/news/2020-09-01/BYD-Starts-Operations-at-its-Lithium-Iron-Phosphate-Battery-Factory-in-Brazil>
- Cleanleap. (u.d.). *How Thermal Storage Works*. Hentet fra Cleanleap: <https://cleanleap.com/3-thermal-storage/how-thermal-storage-works>
- Colthorpe, A. (2019, October 22). *Fossil fuel plant in England will get 250MWh liquid air energy storage makeover from Highview Power*. Hentet fra Energy Storage News: <https://www.energy-storage.news/news/fossil-fuel-plant-in-england-will-get-250mwh-liquid-air-energy-storage-makeover>
- Dagget, J. (2019, January 11). *Can Flow Batteries compete with Li-ion?* Hentet fra DNV GL: Energy in Transition: <https://blogs.dnvgl.com/energy/can-flow-batteries-compete-with-li-ion>
- Deloitte. (2015). *Electricity Storage: Technologies, impacts and prospects*.
- Dilara Gulcin Caglayan, N. W. (2020, February 28). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, ss. 6793-6805.
- DNV GL. (2018). *Batterier i distribusjonsnett*. NVE.
- DNV GL. (2019). *Are solid-state batteries the holy grail for 2030?* Hentet fra Technology Outlook 2030: <https://www.dnvgl.com/to2030/technology/are-solid-state-batteries-the-holy-grail-for-2030.html>
- DNV GL. (2019). *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*. Høvik: DNV GL.
- DNV GL. (2020). *Energy Transition Norway*. Høvik: DNV GL.
- DNV GL. (2020). *Energy Transition Outlook 2020*.
- Dodaro, J. (2015, December). *Molten Salt Storage*. Hentet fra Molten Salt Storage: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/dodaro2/>
- DOE. (2019). *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*.
- DOE. (2020, September 21). *DOE Global Energy Storage Database*. Hentet fra U.S. Department of Energy: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>
- Dominion Energy. (2019). *Bath County Pumped Storage Station*. Hentet fra Dominion Energy: <https://web.archive.org/web/20190329052618/https://www.dominionenergy.com/about-us/making-energy/renewable-generation/water/bath-county-pumped-storage-station#>
- EASE. (u.d.). *Sodium-Sulphur (NaS) Battery*. Hentet fra EASE Energy Storage: [https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/09/2018.07\\_EASE\\_Technology-Description\\_NaS.pdf](https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/09/2018.07_EASE_Technology-Description_NaS.pdf)
- EASE. (u.d.). *Technologies*. Hentet fra European Association for Storage of Energy: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>
- EESI. (2019, February 22). *Fact Sheet: Energy Storage*. Hentet fra Environmental and Energy Study Institute: <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>
- Energy Storage Association. (u.d.). *Technologies*. Hentet fra Energy Storage Association: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/>
- Energy Vault. (u.d.). *Storage Solution*. Hentet fra Energy Vault: <https://energyvault.com/#problem-solution>
- ENTSO-E. (2019). *Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area*. ENTSO-E.


- European Commission. (2019). *METIS Studies. Study S07. The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage.*
- Finansdepartementet. (2014). R-109/14 Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv. Oslo, Norge: Finansdepartementet. Hentet fra R-109/14 Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.
- Flataker, A. M. (2020, March 26). *Nettplanlegging: Kan fleksibilitet være et alternativ til tradisjonell nettførsterkning?* Hentet fra #SINTEFblogg: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/nettplanlegging-kan-fleksibilitet-vaere-et-alternativ-til-tradisjonell-nettførsterkning/>
- Fortune Business Insights. (2020). *Nickel Cadmium Battery Market.* Hentet fra Fortune Business Insights: <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/nickel-cadmium-battery-market-101338>
- Gao, D. W. (2015). *Lead Acid Battery Systems.* Hentet fra Sciencedirect: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/lead-acid-battery-systems>
- GEMC. (u.d.). *Cobalt Supply.* Hentet fra Global Energy Metals Corp: <https://www.globalenergymetals.com/cobalt/cobalt-supply/>
- Gemini.no. (2018, September 5). *Har du hørt om faseendringsmaterialer?* Hentet fra SINTEF: <https://www.sintef.no/siste-nytt/har-du-hort-om-faseendringsmaterialer/>
- Gravitricity. (u.d.). *Technology.* Hentet fra Gravitricity: <https://www.gravitricity.com/#technology>
- Grundy, A. (2019, December 19). *Highview Power launches liquid air energy storage into the US with 400MWh Vermont project.* Hentet fra Energy Power News: <https://www.energy-storage.news/news/highview-to-take-on-the-us-with-400mwh-liquid-air-energy-storage-install>
- Hall, C. (2020, October 7). *Future batteries, coming soon: Charge in seconds, last months and power over the air.* Hentet fra Pocket Lint: <https://www.pocket-lint.com/gadgets/news/130380-future-batteries-coming-soon-charge-in-seconds-last-months-and-power-over-the-air>
- Hanley, S. (2019, September 29). *China Is Leading the World in Pumped Hydro Energy Storage.* Hentet fra World-Energy.org: <https://www.world-energy.org/article/2531.html>
- Hering, G. (2020, August 11). *In energy storage boom, Vistra envisions 1,500-MW battery station in California.* Hentet fra S&P Global Market Intelligence: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/in-energy-storage-boom-vistra-envisions-1-500-mw-battery-station-in-california-59860409>
- Highview Power Storage. (2017). *Liquid Air Energy Storage (LAES).* Hentet fra [https://warwick.ac.uk/fac/sci/eng/research/grouplist/electricalpower/images/newsnews/hies2017/presentations/hies2017\\_highview.pdf](https://warwick.ac.uk/fac/sci/eng/research/grouplist/electricalpower/images/newsnews/hies2017/presentations/hies2017_highview.pdf)
- Hydro. (2020, June 1). *Hydro og Northvolt inngår samarbeid om resirkulering av elbilbatterier i Norge.* Hentet fra Hydro: <https://www.hydro.com/no-NO/media/news/2020/hydro-and-northvolt-launch-joint-venture-to-enable-electric-vehicle-battery-recycling-in-norway/>
- IEA-ETSAP, IRENA. (2013, January). *Technology-Policy Brief E17: Thermal Energy Storage.* Hentet fra IEA-ETSAP: [https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E17IR%20ThEnergy%20Stor\\_AH\\_Jan2013\\_final\\_GSOK.pdf](https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E17IR%20ThEnergy%20Stor_AH_Jan2013_final_GSOK.pdf)
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.*
- IRENA. (2019). *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Irvine, M., & Rinaldo, M. (2020, October). *Tesla's battery day and the energy transition.* Hentet fra DNV GL: [https://www.dnvgl.com/feature/tesla-battery-day-energy-transition.html?utm\\_campaign=GR\\_GLOB\\_20Q4\\_PROM\\_ETO\\_2020\\_Tesla\\_Battery\\_Article&utm\\_medium=email&utm\\_source=Eloqua](https://www.dnvgl.com/feature/tesla-battery-day-energy-transition.html?utm_campaign=GR_GLOB_20Q4_PROM_ETO_2020_Tesla_Battery_Article&utm_medium=email&utm_source=Eloqua)
- Lazard. (2019, November 7). *Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2019.* Hentet fra Lazard Insights: <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019>
- Mostert, C., Ostrander, B., Bringezu, S., & Kneiske, T. M. (2018). Comparing Electrical Energy Storage Technologies Regarding Their Material and Carbon Footprint. *Energies.*
- Na, Y.-h. (2019, December 18). *Free of Heavy Metals, New Battery Design Could Alleviate Environmental Concerns.* Hentet fra IBM Research Blog: <https://www.ibm.com/blogs/research/2019/12/heavy-metal-free-battery/>
- Narsh, Jacob. (2020, April 9). *Saltwater batteries: what you need to know.* Hentet fra EnergySage: <https://news.energysage.com/saltwater-batteries-what-you-need-to-know/>
- Nicole Carina Preisner, M. L. (2020). A Moving Bed Reactor for Thermochemical Energy Storage Based on Metal Oxides. *Energies.*
- Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. *Journal of Power Technologies* 97, 220-245.
- Norsk elbilforening. (2020, August 31). *Statistikk elbil.* Hentet fra Norsk elbilforening: <https://elbil.no/elbilstatistikk/>



- Norsk Fjernvarme. (2019, September 25). *Får 91 millioner til varmelagring*. Hentet fra Norsk Fjernvarme: <https://www.fjernvarme.no/far-91-millioner-til-varmelagring>
- NVE. (2020). *Batterier i distribusjonsnett. Sommerprosjekt 2020*. NVE.
- Palizban, O., & Kauhaniemi, K. (2016). Energy storage systems in modern grids - Matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*, 248-259.
- Pedersen, M. B. (2019, September 12). *Flydende salt skal bringe Danmark i front på energilagring*. Hentet fra Energy Supply: [https://www.energy-supply.dk/article/view/673493/flydende\\_salt\\_skal\\_bringe\\_danmark\\_i\\_front\\_pa\\_energilagring](https://www.energy-supply.dk/article/view/673493/flydende_salt_skal_bringe_danmark_i_front_pa_energilagring)
- Reuters. (2020, September 30). *Tesla to roll out China-made Model 3 cars with cobalt-free LFP batteries: sources*. Hentet fra Reuters: <https://uk.reuters.com/article/us-tesla-china/tesla-to-roll-out-china-made-model-3-cars-with-cobalt-free-lfp-batteries-sources-idUKKBN26L26S?il=0>
- SINTEF. (u.d.). *Livsløpsanalyser av bygninger (LCA)*. Hentet fra SINTEF: <https://www.sintef.no/livslopsanalyser-av-bygninger/>
- Sperstad, I. B. (2020, September 2). *Slik bør ein planlegge framtidens aktive distribusjonsnett*. Hentet fra #SINTEFblogg: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/planlegge-framtidas-aktive-distribusjonsnett/>
- Statnett. (2018, October 31). *Tertiærreserver - mFRR*. Hentet fra Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/>
- Statnett. (2020, June 16). *aFRR - sekundærreserver*. Hentet fra Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>
- Stougie, L., & al., e. (2019). Multi-dimensional life cycle assessment of decentralised energy storage systems. *Energy*, 535-543.
- SunLab. (2000). *Solar Two Demonstrates Clean Power for the Future*. U.S. Department of Energy.
- The Engineer. (2019, January 19). *Newcastle University connects first grid-scale pumped heat energy storage system*. Hentet fra The Engineer: <https://www.theengineer.co.uk/grid-scale-pumped-heat-energy-storage/>
- The Guardian. (2017, December 1). *South Australia turns on Tesla's 100MW battery: 'History in the making'*. Hentet fra The Guardian: <https://www.theguardian.com/australia-news/2017/dec/01/south-australia-turns-on-teslas-100mw-battery-history-in-the-making>
- Thu-Trang Nguyen, V. M. (2017). A review on technology maturity of small scale energy storage. *Renew. Energy Environ. Sustain.* 2.
- Tomas Högberg, M. T. (2018). *Evaluation of Liquid air as an energy storage alternative*.
- Valmot, O. R. (2020, May 20). *Vil bygge den aller første battericellefabrikken i Norge*. Hentet fra Teknisk Ukeblad: <https://www.tu.no/artikler/vil-bygge-den-aller-forste-battericellefabrikken-i-norge/492522?key=wu9GRlfa>
- World Energy Council. (2020). *Innovation Insights Brief: Five Steps to Energy Storage*. London: World Energy Council.

### Referanser for LCA-studier for energilagring:

1. Research gaps in environmental life cycle assessments of lithium ion batteries for grid-scale stationary energy storage systems: End-of-life options and other issues, Pellow et al, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.susmat.2019.e00120>
2. Multi-dimensional life cycle assessment of decentralised energy storage systems, Stougie et al., 2019, *Energy* 182 pp. 535-543
3. Techno-enviro-economic assessment of household and community energy storage in the UK, Dong et al, 2019, *Energy Conversion and Management*
4. How can an optimized life cycle assessment method help evaluate the use phase of energy storage systems?, Elzein et al., 2018, *Journal of Cleaner Production* 209 (2019) pp. 1624-1636
5. Considering environmental impacts of energy storage technologies: A life cycle assessment of power-to-gas business models, Tschiggerl et al., 2018
6. Assessment of energy storage technologies: A review, Rahman et al., 2020.

- 
7. Development of net energy ratios and life cycle greenhouse gas emissions of large-scale mechanical energy storage systems, Kapila et al., 2019.



## Om DNV GL

DNV GL er et internasjonalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering. Siden 1864 har vårt formål vært å sikre liv, verdier og miljøet. Vi bistår våre kunder med å forbedre deres virksomhet på en sikker og bærekraftig måte.

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer.

Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.