

---

# Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Etterspørsel etter fleksibilitet og kilder som kan levere

---



Ferdigstillelse

06.09.2022

#### Om prosjektet

Prosjektnummer: OED-22-02

Prosjektnavn: Tilbud og etterspørsel etter fleksibilitet

Oppdragsgiver: OED

Samarbeidspartner: Multiconsult

#### Om rapporten

Rapportnavn: Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Rapportnummer: 2022-20

ISBN-nummer: 978-82-8368-118-5

Tilgjengelighet: Åpen

#### Prosjektteam

Kontaktperson

Kristine A. Fiksen  
Kristine.fiksen@thema.no  
+ 47 40213810

Bidragstere (alfabetisk)

Benjamin Kirchner

Berit Tennbakk

Hannah Skaar Hauge

Shreya Nagothu (Multiconsult)

Rune Lillethun Hoggen (Multiconsult)

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre vollgate 6  
Besøksadresse: Nedre vollgate 9  
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932  
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

# INNHOOLD

Innhold.....	3
Sammendrag og konklusjoner.....	4
1 Innledning og leseveiledning .....	12
2 Forbruket øker, og produksjonen blir mer uregulerbar i Hele europa.....	14
3 Hvilke utfordringer kan vi få med balansering mot 2030 og 2050?.....	29
4 Kan fleksibilitet løse utfordringer med balansering? .....	52
5 Vurdering av aktuelle rammebetingelser for å sikre balanse i kraftsystemet framover.....	71
Referanseliste.....	84
Vedlegg 1: Produksjon som kilde til fleksibilitet.....	88
Vedlegg 2: Tradisjonell Industri som kilde til fleksibilitet.....	93
Vedlegg 5: Fleksibilitet fra fjernvarme .....	102
Vedlegg 6: Fleksibilitet fra elektrisk transport.....	105
Vedlegg 7: Fleksibilitet fra husholdninger og næringsbygg.....	109
Vedlegg 8: Aggregert fleksibilitet.....	116
Vedlegg 9: Fleksibilitet fra Lager .....	120

## SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

*Problemstillingen vi drøfter i denne rapporten er om vi vil få utfordringer med å balansere strømproduksjon og -forbruk i Norge over et år, i toppplasttiden og til løpende drift minutt for minutt. På grunn av sterk forbruksvekst som ikke følges opp med ny produksjon fram til 2030, kan vi få knapphet på energi i tørre og kalde år, og det kan bli krevende å levere nok energi i toppplasttiden uten import og/eller at forbrukssiden tilpasser seg i mye større grad enn i dag. Både energieffektivisering og ny kraftproduksjon vil bidra til en bedre balanse av kraft over året og i toppplasttiden. En stor andel av nytt kraftforbruk i industrien er til varmeprosesser. Dersom industrien installerer/holder alternative kjeler for olje og gass, ev. biobrensel, som kan brukes når det er knapphet, vil det bidra til å løse økt sikkerhet for at vi har nok energi i tørre år og i toppplasttimer. En knappere energibalanse fram mot 2030 og stor usikkerhet i kraftsystemene rundt oss kan gi et behov for incentiver utover det markedet gir og bør vurderes nærmere. Slike incentiver kan være krav, støtte til eller kapasitetsmarkeder knyttet til alternative energikilder i industrien eller for å sikre nok vann i magasinene i vårknipa.*

Både det norske og det europeiske kraftsystemet er i endring. Forbruket i Norge ventes å øke kraftig det neste tiåret på grunn av elektrifisering av transport og eksisterende industri for å redusere klimagassutslipp, vekst i eksisterende industri og etablering av nye kraftintensive næringer som batterifabrikker og datasenter. Usikkerheten rundt forbruksutviklingen er stor. Prognoser fram til 2050 tilsier en vekst fra 140 TWh til mellom 160 og 220 TWh. Prognosene for forbruk i 2030 spriker også, men ingen av scenarioene vi har sett på, forutsetter vekst under 20 TWh. Samtidig er det ikke utsikter til en tilsvarende vekst i produksjonskapasiteten det neste tiåret.

I resten av Europa erstattes regulerbar produksjon basert på kull, gass og kjernekraft med uregulerbar og væravhengig produksjonskapasitet basert på fornybare energikilder, og man blir avhengig av tilgang til fleksibilitet fra nye kilder for å balansere systemet. I analysen legger vi til grunn at energisystemet i Europa fortsatt vil preges av det grønne skiftet og at rammebetingelsene fortsatt vil utvikles på grunnlag av mål om effektiv og rasjonell ressursutnyttelse på tvers.

### **Strammere kraftbalanse og større variasjon utfordrer energi-, effekt- og frekvensbalansering**

Strammere kraftbalanse og endringene i kraftsystemene rundt oss gjør at vi kan få utfordringer med å balansere kraftsystemet i Norge. Vi kan skille mellom utfordringer i ulike tidsdimensjoner:

- *Energibalanse*, dvs. likevekt mellom energiproduksjon og -forbruk år for år
- *Effektbalanse*, dvs. likevekt mellom produksjonskapasitet og forbruk i toppplasttimene på kalde dager på vinteren
- *Frekvensbalanse*, dvs. å holde frekvensen innenfor det båndet som er nødvendig for å unngå sammenbrudd i systemet (system-/ balansetjenester)

Balansering krever tilgang til fleksibilitet. I denne rapporten utreder vi balanseutfordringene framover, hvilke fleksibilitetskilder vi vil ha tilgang til, og hvilke virkemidler som kan bidra til å opprettholde balanse i alle de tre tidsdimensjonene.

*Energibalansen blir trolig betydelig strammere det neste tiåret, men løses av ny produksjonskapasitet etter 2030*

Energibalanse oppnås når produksjon og import kan dekke forbruket gjennom et år. Energibalansen i Norge kan bli utfordret i år som er ekstra kalde, med stort behov til elektrisk oppvarming, og samtidig tørre, fordi produksjonen i vannkraftverkene er

avhengig av tilgangen på vann. Korrelasjon mellom nedbør og vind innebærer at vindkraftproduksjonen også er lavere i tørre år.

I slike år vil energiknapphet materialisere seg i «vårknipa», dvs. på slutten av vinteren når magasinene er nedtappet og snøsmeltingen ikke har kommet i gang, som hovedregel i april. I vannkraftsystemet kommer imidlertid ikke knappheten brått på, men utvikler seg inn mot og gjennom vinteren, der magasinutfyllingen gir viktig informasjon. Risikoen for energiknapphet i Norge har de siste tiårene i stor grad vært løst gjennom bruk av sesong- og flerårsmagasiner og ved import av kraft fra nabolandene gjennom utenlandsforbindelsene. Markedsprisene har vært avgjørende for magasindisponeringen og for å utløse import gjennom vinteren: Knapphet gir høyere vannverdier, høyere priser og økt import.

Det neste tiåret vil kraftbalansen bli svekket, og vi kan få kraftunderskudd i normalår dersom scenarioene med høy forbruksvekst og lav produksjonsvekst slår til. Svakere kraftbalanse i normale år betyr at vi får et større og mer langvarig behov for import gjennom vinteren og i vårknipa i flere år, og at vi får et større importbehov i et tørt og kaldt år. Dersom et tilsvarende kaldt og tørt år som vi opplevde i 2010 oppstår i 2030, vil vi ha et ressursunderskudd på 35 TWh. Underskuddet kan dekkes gjennom økt produksjon basert på lagret vann i flerårsmagasiner og gjennom import. Lagringskapasiteten i flerårsmagasiner er 24 TWh, men hvor mye de kan produsere avhenger av magasinutfyllingen ved inngangen til året. Vi blir med andre ord trolig avhengige av å importere en god del energi fra nabolandene våre og/eller finne andre løsninger for å øke energitilgangen gjennom vinteren og i «vårknipa». Endringene i markedene rundt oss, til mer væravhengig og ikke-regulerbar produksjon og hvordan det påvirker mulighetene til energiimport i tørre år, har derfor større betydning for vår energisikkerhet enn tidligere.

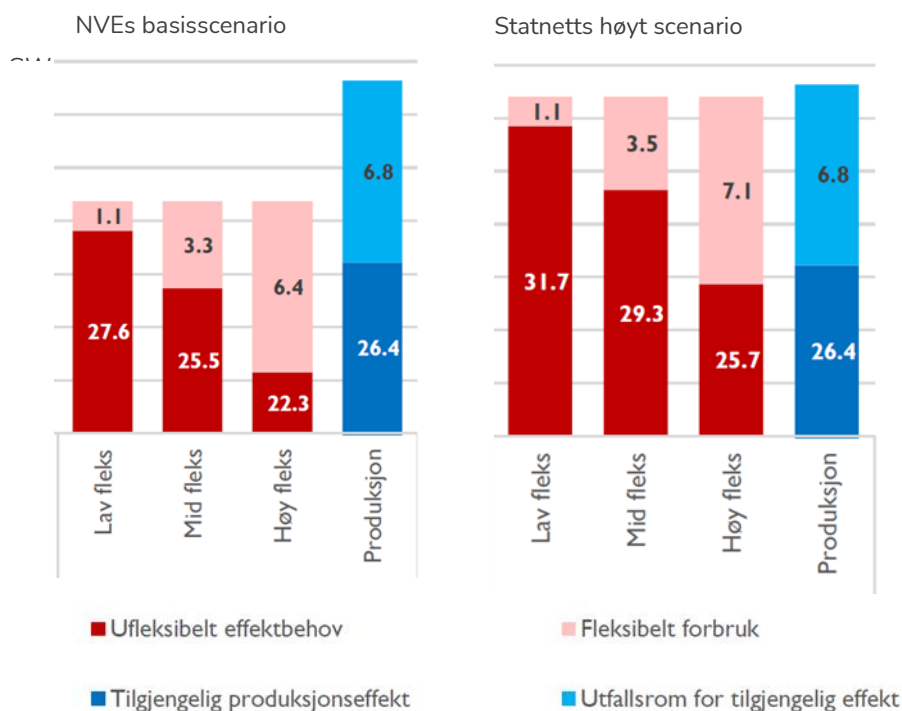
Det nærmeste tiåret kan bli krevende fordi ledetidene for ny storskala produksjonskapasitet er lange. Men et stort potensial for ny produksjon fra offshore vind etter 2030, gjør at vi kan forvente en styrking av kraftbalansen på lang sikt.

### *Effektbalansen blir også strammere pga. sterk forbruksvekst og lite ny, sikker vintereffekt fra produksjon*

Effektutfordringer i Norge oppstår i topplasttimene i på morgenen (07-11) og på ettermiddagen (17-19) på de kaldeste vinter(hver)dagene og følger forbrukstoppene fra husholdninger og næringsbygg. Forbruket fra industrien er relativt flatt over året, uka og døgnet. En strammere energibalanse som følge av en sterk økning i industriforbruket bidrar til at effektutfordringene oppstår oftere ved å flytte hele forbrukskurven oppover, og risikoen for effektutfordringer ved feil i produksjon eller nett øker. For sikker innenlands effektbalanse når det ikke blåser og dersom import ikke er mulig, er det behov for økte effektreserver på 1000–5000 MW i 2030. Energiutfordringer og effektknapphet henger dermed tett sammen og en positiv energibalanse bidrar også til å redusere effektutfordringer.



Figur 1: Effektutfordringen i 2030 med ulik forbruksvekst og andel fleksibilitet



Kilde: (NVE, 2022)

I tillegg til økt effektknapphet i Norge, vil perioder med effektknapphet i Europa resultere i høye priser i enkelttimer i Norge. Dette reflekterer ikke en reell effektknapphet hos oss, men gir likevel samme priseseffekt som en nasjonal knapphet. Til sammen vil det bli hyppigere perioder med høye priser, både i norske topplasttimer og i andre timer som følge av at effektknapphet oppstår på andre tidspunkt i Europa enn her hjemme.

*Den løpende driften av systemet blir mer utfordrende, og behovet for fleksibilitet for å sikre frekvensen øker*

Behovet for ressurser til balansering av frekvens (og andre oppgaver i systemdriften) vil øke framover. Det er flere grunner til dette. For det første øker den største enheten i systemet (sist med Tysklands kabelen på 1400 MW) og Statnett må ha fleksibilitetsressurser til å håndtere et plutselig utfall av denne. Dimensjonerende enhet vil trolig bli større når offshore vindkraft kommer i drift etter 2030. For det andre blir systemdriften mer uforutsigbar med en økt andel uregulerbar produksjon i systemet og flere utenlandsforbindelser. Endringer i produksjonen og flyt i systemet endres ofte og raskt. En stor andel av fleksibilitetsressursene vil brukes til å løse dette, og det blir mindre ressurser igjen til å håndtere et eventuelt utfall av største enhet. Mer uforutsigbar flyt og flere flaskehals i systemet gir i tillegg et behov for at fleksibilitetsressursene må distribueres ut i hele landet for å være tilgjengelig der og når de trengs. Behovet for økte volumer til balansering av frekvens må i all hovedsak komme fra andre kilder enn i dag, siden ressurser fra vannkraft forventes å bli mer kostbare enn tidligere. Mange av de samme kildene som kan bidra til energifleksibilitet og til å løse effektutfordringer er også relevante kilder til å løse frekvensutfordringer.

## Mange av de samme kildene og tiltakene bidrar til å løse både energi- og effektutfordringer

### Mer produksjon og mer effektivt forbruk bedrer energibalansen

Ny produksjonskapasitet, energieffektivisering og energifleksibilitet hos forbrukere bidrar til å bedre energibalansen som vist i Tabell i. Energieffektivisering i bygg, ny/utvidet vannkraft og solceller er de tiltakene som kan monne mest fram til 2030. Potensialet for økt produksjon er opp mot 18 TWh, mens energieffektivisering i bygg kan gi rundt 13 TWh. Potensialet for energieffektivisering i industrien fram til 2030 er ukjent. Men både energieffektivisering og innfasing av solceller består av mange og små tiltak, og selv om hvert tiltak i seg selv har kort ledetid, kan det ta tid å få inn store volumer. Dersom gasskraftverket på Mongstad beholdes som reserve, kan det produsere 1 TWh i full drift fra desember til ut april. Ledetiden for storskala vindkraft på land og til havs er lang. Det samme gjelder for nye vannkraftanlegg og eventuell etablering av nye reserveanlegg. Tabellen under oppsummerer grove estimater på volum som kan bidra til energibalansen (blått) og effektbalansen (grønt).

**Tabell i: Mulige nye kilder til bedret energibalanse (og dermed også effektbalanse), volumer er grove estimater**

Kilde	Mulig energi 2030	Mulig energi 2050	Mulig vintereffekt 2030	Mulig vintereffekt 2050	Ledetid
Vannkraft	7	14	600	Ukjent	
Vindkraft på land	3	9	-	-	
Vindkraft offshore	1	45	-	-	
Solceller	7	26	Lite på vinteren	Lite på vinteren	
Reservekraft	1	kan tilpasses behovet	280	Kan tilpasses behovet	
Energieffektivisering, industri	ukjent	Potensielt høyt	Ukjent	Potensielt høy	
Energieffektivisering i bygg	13	13	2000	2000	
Konvertering til fjernvarme	2	3	Nye bygg i byer i 2030	Nye bygg i byer i 2050	

### Alternativer til elkjeler til oppvarming bidrar både til å håndtere energi- og effektknapphet og til frekvensstabilitet

For å håndtere energiknapphet gjennom en vinter eller effektknapphet som varer mer enn noen få timer, er det behov for fleksibilitet som kan bidra over dager eller uker. En forutsetning for forbrukskunder som skal kutte ut strømforbruket over tid, er at de har installert alternative energikilder som kan brukes i stedet for strøm. En slik energifleksibilitet er mulig for oppvarming, der kjeler basert på olje, gass eller biobrensel kan ta over i korte eller lengre perioder når strøm er svært kostbart eller ikke tilgjengelig.

En andel av fossil energibruk som nå blir konvertert til strøm, er oppvarming i industrielle prosesser. En stor andel av energiforbruket i batterifabrikker er også til oppvarming. Dersom eksisterende kjeler blir beholdt og ny industri også installerer alternative energikilder, vil dette gi et stort volum av energifleksibilitet. Tilgangen på fleksibilitet øker i så fall også med økningen i strømforbruk til disse industriene.

*Kortvarig fleksibilitet fra produksjon, forbruk og lager kan løse kortvarige effektutfordringer og bidra til frekvensbalanse*

Det finnes allerede flere virkemidler for å håndtere kortvarig effektknapphet. Prisvariasjoner som gjør at forbrukere kan tilpasse seg er det viktigste virkemiddelet, og i ytterste konsekvens vil forbruket avkortet i de enkelttimene utfordringene ikke kan løses på annet vis. Potensialet fra tradisjonell industri kan delvis være aktivert via markedet allerede.

Eksisterende vannkraft kan oppgraderes slik at de kan bidra med mer effekt selv om vannmagasinene ikke utvides. Potensialet er betydelig, men ledetidene lange og lønnsomheten usikker. I tabellen har vi fram til 2030 tatt med effektutvidelsen i Mauranger II, som er på høring, pluss et lite tillegg for eventuelle andre prosjekter. Vi har ikke oversikt over det totale potensialet for økt fleksibilitet i norske vannkraftverk fram til 2050.

Forbruksfleksibilitet fra mange ulike kilder er godt egnet til å løse effektutfordringer, gjennom å kutte forbruk i korte perioder, bytte til en annen energikilde eller ved å flytte forbruk fra toppplastimene til andre timer på døgnet, gjerne ved hjelp av batterier eller termiske lager. Volumene som er oppgitt i tabellen under er svært usikre, framfor alt fordi det er mange aktører som må tilpasse forbruket sitt, og det er mange forhold som påvirker om aktørene ønsker å delta, både lønnsomhet, risiko og kompetanse. Fleksibilitet fra bygg forutsetter automatikk vha. smarthusteknologi.

**Tabell ii: Mulige kilder til å håndtere effekt- og frekvensutfordringer (grove estimater på volumer)**

Kilde	Mulig volum 2030 (MW)	Mulig volum 2050 (MW)	Ledetid
Effektutvidelser vannkraft	700	Potensielt stort	
Pumpekraft	Ukjent	Ukjent	
Reservekraft	280	Tilpasset behovet	
Tradisjonell industri	3500	3500	
Ny industri	500	avh. av utbredelse	
eFuels	Lite	1000	
Fleksible laster i bygg	2000	4000	
Batterier	Ukjent, men økende	Stort, inkl V2G	

I tråd med at Statnett utvikler sine løsninger, er det også behov for økte volumer til balansering fra nye fleksibilitetskilder og i hele landet. De fleste nye typer av forbruksfleksibilitet kan teknisk sett levere tjenester i alle balansemarkedene. Batterier er særlig aktuelt for markeder for de raskeste produktene (FFR, FCR og aFRR), mens energibehovet for å levere større energivolumer (mFRR) ofte vil være for stort til at det blir lønnsomt for batterier å levere. Volumet av teknisk fleksibilitet fra eksisterende industri, batterifabriker, datasenter, næringsbygg og husholdninger er relevant å utvikle til kilder for balansemarkedene, fortrinnsvis gjennom aggregatorer som tilbyr mange laster samlet inn i markedene.





### **Markedsmekanismen er viktig for å balansere kraftsystemet framover, men rask omstilling og stor usikkerhet kan begrunne en styrking av virkemiddelbruken for å sikre fleksibilitet og balanse**

Effektive markedspriser er en viktig forutsetning for bruk av alle typer kapasitet og fleksibilitet. Markedsprisene bidrar til energi-balansering på tvers av områder og for systemet som helhet, de er avgjørende for import og viktige for forbruksrespons i tørre og kalde år. Markedsprisene gir viktige signaler om lønnsomhet og lokalisering av ny produksjon og nytt forbruk, men investeringene påvirkes også sterkt av politiske rammebetingelser og mål. Markedspriser som får variere time for time og som kommer fram til forbrukerne, signaliserer effektknapphet og bidrar til fleksibilitet. Sammen med markedsbaserte mekanismer for systemtjenester, bidrar prisvariasjoner til at det blir mer attraktivt å investere i fleksibilitetsløsninger.

Dersom det ikke er tilstrekkelige ressurser tilgjengelig i systemet, kan imidlertid ikke markedet alene skape balanse. Markedet virker best når rammebetingelsene er stabile over tid og risikoen knyttet til investeringer er håndterbar. I lys av den omfattende og raske omstillingen av energisystemene som skjer både i Norge og i systemene rundt oss, og ikke minst den usikkerheten dette skaper, kan det være grunnlag for å justere enkelte rammebetingelser og innføre nye virkemidler for å styrke mulighetene for energi-, effekt- og frekvensbalansering.

#### *Virkemidler for styrket energibalanse i normalår*

En generell utfordring er de lange ledetidene for å bygge ut ny storskala produksjonskapasitet. Det skyldes både lokal motstand mot utbygging på land og lange konsesjonsprosesser. Prosjektene er imidlertid ofte ulike, og erfaringer tilsier at det er viktig å involvere berørte parter for at prosjektene skal få aksept. De siste årene er rammebetingelsene justert for å legge forholdene bedre til rette for ny kraftproduksjon på land. Konsesjonsprosessene kan trolig reduseres ved å strømlinje prosessene og sette tidsfrister, men det er ikke utsikter til at ledetiden fra planlegging til realisering kan kuttes vesentlig for storskalaprojekter.

Når det gjelder vindkraft til havs, er det i tillegg en utfordring at viktige rammevilkår må klargjøres når det gjelder både tildeling av områder, markedsorganisering og nettspørsmål. Mens vannkraft og vindkraft på land trolig er kommersielt lønnsomt på basis av markedspriser, kan det hende at vindkraft til havs, avhengig av øvrige rammebetingelser, også må omfattes av direkte støtteordninger.

Solceller, energieffektivisering og småkraft er de kildene som kan bidra på kort sikt. Potensialene er betydelige, men det finnes også viktige barrierer som gjør at det kan være aktuelt å styrke virkemiddelbruken. For solceller og energieffektivisering er det en utfordring at mange av investeringsbeslutningene må tas av mange små aktører og at bransjen ikke nødvendigvis har god nok kunnskap, kapasitet og kompetanse til å utnytte mulighetene. Energieffektiviseringstiltak på eksisterende bygg utløses mest effektivt i forbindelse med rehabilitering. Det er krevende å utforme treffsikre virkemidler.

Økt bruk av fjernvarme i eksisterende og nye bygg vil også bidra til bedret kraftbalanse. Det finnes allerede incentiver til å utvikle og ta i bruk fjernvarme, som bør videreføres for å sikre at veksten i oppvarmingsbehov i byer tas av fjernvarme.

På lengre sikt kan nye produksjonsteknologier modnes og bli lønnsomme gjennom støtte til teknologiutvikling.

#### *Virkemidler for økt energisikkerhet i tørrår*

Det finnes også virkemidler som kan innføres for å styrke forsyningsikkerheten i tørrår direkte:



Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- Virkemidler som griper inn i vanddisponeringen slik at mer vann holdes igjen tidligere
- Virkemidler for å utnytte magasinkapasiteten bedre
- Reservekraftverk

Virkemidler som griper inn i vanddisponeringen kan utformes på ulike måter: Krav til minste magasinifylling f.eks. ved inngangen til vårknipa og/eller ved inngangen til vinteren, opprettelse av en strategisk vannreserve, kvoter eller opsjoner, og et magasinifyllingsmarked.

I en akutt knapphetssituasjon kan man utnytte energireserver i magasinene ved å lempe på krav til minste magasinifylling. For å øke sparingen fra en tørr sommer/høste til vinter, kan man lempe på krav til minstevannføring. Nytt av slike tiltak må imidlertid veies mot hensynet til natur og dyreliv.

Endelig kan man investere i reservekraftverk som er regulerbare, som f.eks. gasskraftverk.

#### *Virkemidler for økt energifleksibilitet til å håndtere energiunderskudd i tørre, kalde år og effektknapphet*

Energifleksibiliteten i Norge kan økes ved å styrke overføringskapasiteten mellom prisområdene fordi ressurs situasjonen varierer mye geografisk. Nye vær- og handelsmønstre kan gjøre det aktuelt å styrke sentralnettet også utover Statnetts foreliggende planer.

Økt fleksibilitet på forbrukssiden, særlig fra industrien, kan gi verdifulle bidrag til energisikkerhet. I dag kan Statnett, etter godkjenning fra NVE, iverksette en ordning med energiopsjoner dersom det er utsikter til at det kan bli en krevende vinter. Denne ordningen kan utvides og gjøres mer langvarig, og den kan kombineres med krav og støtteordninger. Det kan f.eks. stilles krav om alternative oppvarmingskilder eller om fleksibelt kraftforbruk ved tilknytning av ny industri, og økt fleksibilitet kan stimuleres gjennom støtteordninger og kapasitets- eller opsjonsbetaling. En andel av ny industri vil kobles til nettet med vilkår om utkobling dersom det er utfordringer i nettet i perioden fram til nytt nett er på plass. En slik ordning vil kreve at industrien enten kan kutte sin produksjon i korte perioder, eller at alternativ energi til oppvarming er installert. Tilknytning på vilkår er dermed det virkemidler som bidrar til at alternative energikilder blir installert i større omfang enn uten en slik ordning.

#### *Virkemidler for styrket effektbalanse*

Det er et poeng i selv å unngå at effekttoppene øker framover som følge av lading av elbiler på ettermiddagen med høy effekt. Økte prisvariasjoner over døgnet vil i seg selv bidra til at deler av potensialet for å unngå effekttopper vil bli utløst. Nettleien gir også incentiver i form av effekt- eller kapasitetsledd som gjør at det koster litt mer å bruke mye strøm samtidig. Kapasitetsleddet i ny nettleie som ble innført 1. juli 2022 er på 50 prosent av nettkostnaden, mens kapasitetskostnaden i nettet er rundt 90 prosent. Det gir grunn til å vurdere om kapasitetsleddet bør økes for styrke incentiver til å redusere effekttoppene når ordningen skal revideres om to år.

Tilsvarende er det også en risiko for at vannkraftanlegg kan få mindre reguleringsevne og mulighet til effektkjøring dersom konsesjonsbetingelsene skjerpes ved fornyelse av konsesjoner. Behovet for fleksibilitet må imidlertid veies opp mot naturhensyn.

På samme måte som for energibalansen, kan både krav, støtteordninger og kapasitetsmarkeder bidra til økt tilgang på fleksibilitet til å løse effektutfordringene dersom prissignalene ikke i seg selv er tilstrekkelig. Kjøp av fleksibilitetsreserver over



Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

et eller flere år gir sikrere tilgang til fleksibilitet enn krav og støtte. Reserver kan kjøpes inn fra aggregatorer (bygg), eksisterende og nye industriaktører eller fra reservekraftverk.

#### *Virkemidler for styrket frekvensbalansering*

*Systemansvar:* I motsetning til løsningen på energi- og effektutfordringene er overlatt til markedet, har Statnett som systemansvarlig ansvaret for å sikre tilstrekkelig kapasitet til å balansere frekvensen i systemet. Statnett har definert planer for å sikre effektive løsninger og tilstrekkelig tilgang på fleksibilitet i sine produkter for perioden fram til 2030. Disse planene og løsningene er utviklet i samarbeid med systemansvarlige TSOer i andre nordisk og europeiske land.

*Tilstrekkelige ressurser og midler til å utvikle tilbudssiden:* For å sikre tilstrekkelig kapasitet i balansemarkedene, er det behov for å utvikle tilbudssiden og markedsløsningene. I tillegg kan det være ekstra behov for midler til FoU innen forbruksfleksibilitet, aggregert fleksibilitet og koordinering på tvers av nettnivå framover.

*Koordinert bruk av fleksibilitet på tvers av områder:* Det er viktig at fleksibiliteten brukes effektivt på tvers av ulike behov, inkludert å løse effektutfordringer i energimarkedene, håndtere utfordringer i det lokale/regionale strømnettet og til frekvenshåndtering. Muligheter i flere markeder gjør det mer attraktivt for aktører med fleksibilitet å delta siden risikoen på inntektssiden blir redusert. Derfor er det viktig at fleksibilitetsressurser kan delta i alle markedene der de er relevante. For å få dette til, og for sikre at fleksibiliteten blir brukt der den har størst verdi, er det viktig med god koordinering på tvers av markedene og nettnivåene, og at man etablerer systemer som gjør slik koordinering mulig.



## 1 INNLEDNING OG LESEVEILEDNING

### 1.1 Bakgrunn og problemstilling

Regulerbar (fossil) energiproduksjon blir faset ut og erstattet av uregulerbar ny produksjon i Norden og Europa. I Norge har vi en stor andel regulerbar, fornybar vannkraft som ikke erstattes, men som suppleres av ikke-regulerbar kraft fra vind, småkraft og sol.

Forbrukssiden er også i endring. Det er utsikter til en sterkt økende etterspørsel etter strøm i hele landet fra nye, grønne næringer, elektrifisering av eksisterende industri og transport. I tillegg til at etterspørselen øker, kan også forbruksprofilen endre seg, f.eks. ved at forbrukstopper oppstår på andre tidspunkt og steder enn tidligere.

I sum kan endringene i kraftproduksjon og kraftforbruk endre forutsetningene for å ha tilstrekkelig energi tilgjengelig på riktig sted og tidspunkt framover. Samtidig er det mulig å ta i bruk både tradisjonelle løsninger for å sikre en slik balanse, dvs. mer produksjon og mer nett, og å øke tilgangen til og bruk av fleksibilitet i systemet i form av energilagring og fleksibilitet fra produksjon og forbrukere.

Med dette som bakgrunn har Energikommisjonen bedt om en vurdering av hvilke utfordringer som vil oppstå i å balansere kraftsystemet framover mot 2050, hvilke kilder som kan være tilgjengelige og om dagens reguleringer og markedsdesign er egnet for å utvikle og utnytte fleksibilitetsressursene.

Problemstillingen består av tre hovedspørsmål:

- Hvilke utviklingstrekk ser vi i kraftsystemet fram mot 2050?
- Hva er de viktigste kildene til fleksibilitet i kraftsystemet, og hvordan vil disse utvikle seg?
- Gir dagens markedsdesign og nettpricing riktige incentiver til investering i og bruk av fleksible ressurser? Hvis ikke, hva bør endres?

Vi setter søkelys på beskrivelser som gjelder for det nasjonale systemet og ikke lokale utfordringer med tilgang på nettkapasitet til å koble på nye kunder. Flaskehals mellom ulike regioner som påvirker utveksling av energi, effekt og ressurser til balansering av frekvensen er derimot relevant for vår problemstilling.

### 1.2 Inndeling av rapporten

Rapporten består av 5 hovedkapitler som svarer ut problemstillingene:

- Kapittel 2 beskriver de viktigste utviklingstrekkene i det norske kraftsystemet og i landene vi er knyttet sammen med gjennom utenlandsforbindelser og utveksling av strøm.
- Kapittel 3 inneholder en beskrivelse av de utfordringene vi kan få med balansering av systemet framover langs tre dimensjoner: energibalansen år for år, effektbalansen time for time og balansering av frekvensen sekund for sekund. Vi fokuserer mest på den fysiske balanseringen i Norge og mindre på prisvariasjoner som kommer av ubalanser i energisystemene rundt oss.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- Kapittel 4 gir en oversikt over ulike kilder til fleksibilitet som kan bidra til å løse utfordringene som er beskrevet i kapittel 3
- Kapittel 5 oppsummerer innspill til hvordan norske myndigheter kan bidra til å styrke balanseringen av det norske kraftsystemet framover.

Mer informasjon om ulike typer kilder til fleksibilitet er oppsummert i vedlegg.

## 2 FORBRUKET ØKER, OG PRODUKSJONEN BLIR MER UREGULERBAR I HELE EUROPA

Både det norske og det europeiske kraftsystemet er i endring. Forbruket i Norge ventes å øke kraftig det neste tiåret. Transport og eksisterende industri skal elektrifiseres for å redusere klimagassutslippene, og det er et mål å etablere nye kraftintensive næringer som batterifabriker og datasenter. Prognosene tilsier en forbruksvekst fra 140 TWh til mellom 160 og 220 TWh for 2050. Mellom 20 og 50 TWh av veksten kan komme til allerede før 2030. Ny produksjonskapasitet vil i all hovedsak være uregulerbar både i Norge og i Europa, og man blir mer avhengig av fleksibilitet fra nye kilder for å balansere systemet. Fram mot 2030 forventes det en sterkere vekst i forbruket enn i produksjonen, og dermed en strammere norsk kraftbalanse. Det norske kraftsystemet vil fortsatt være preget av vannkraft, men vannkraften vil utgjøre en mindre andel av norsk produksjonsmiks. Ny kapasitet i Norge vil i hovedsak komme fra vindkraft og noe fra solceller. På grunn av stor motstand mot ny vindkraft på land, vil mye av vindkraften komme offshore og først komme på plass etter 2030. Det europeiske kraftsystemet gjennomgår en storstilt omlegging fra gass- og kullkraft til fornybarproduksjon basert på sol og vind, noe som gjør systemet mer væravhengig. Det er stor usikkerhet om takten i utviklingen og ikke minst om utviklingen de nærmeste årene.

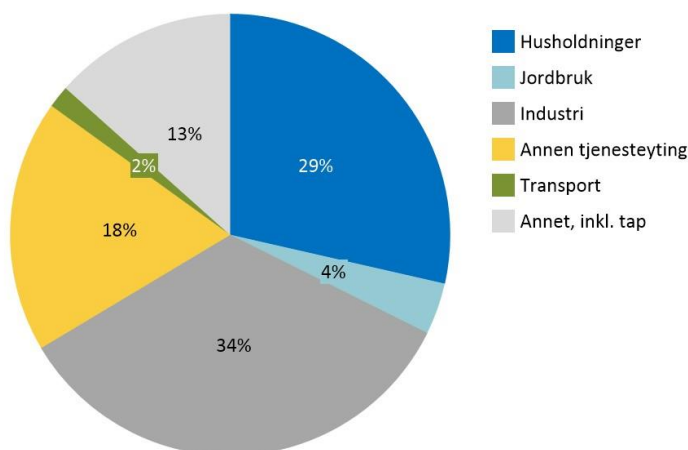
### 2.1 Kraftig vekst i forbruket pga. elektrifisering og ny industri

#### 2.1.1 Industri og oppvarming de største andelene av forbruket

I 2021 ble det registrert tidenes høyeste strømforbruk i Norge på ett år med 140 TWh (SSB, 2022). Dette var en oppgang på 4,3 prosent sammenlignet med faktisk forbruk i 2020. Forbruket varierer imidlertid med temperaturene. Ifølge energifakta Norge, var temperaturkorrigert forbruk i 2021 139 TWh, mens det faktiske var 134 TWh. 2020 var med andre ord et svært mildt år. I 2010, som var et svært kaldt år, var det temperaturkorrigerede forbruket nesten 3,5 TWh høyere enn det faktiske. Tall for temperaturkorrigert forbruk for 2021 foreligger foreløpig ikke.

Figur 2 viser hvordan forbruket i 2021 fordelte seg mellom ulike forbruksgrupper.

Figur 2: Fordeling av bruttoforbruk av elektrisk kraft etter forbrukergruppe, 2021

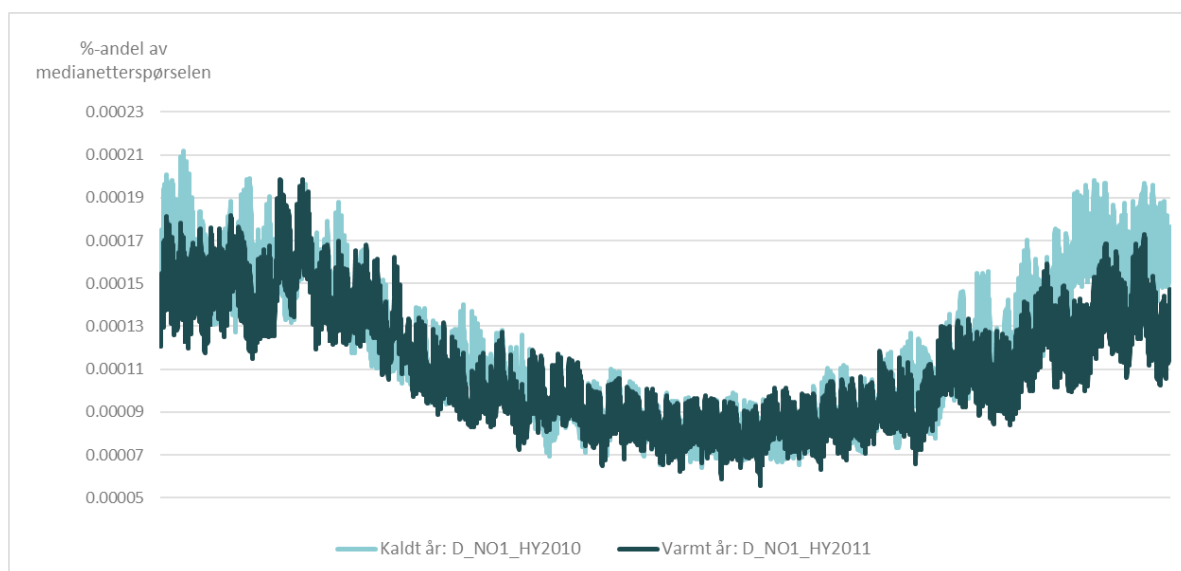


Kilde: Statistisk sentralbyrå (SSB, 2022)

Husholdninger sto for 29 prosent av strømforbruket i 2021 og bidro mest til veksten i det totale strømforbruket fra 2020. Svært kaldt vær i januar og februar er en av årsakene til dette, ettersom en stor andel av elektrisiteten brukes til oppvarming. Strømforbruket i kraftintensiv industri var i 39,6 TWh i 2021, en økning på 4,4 prosent fra 2020. I motsetning til husholdninger er ikke strømforbruket i kraftintensiv industri temperaturavhengig, det påvirkes først og fremst av globale økonomiske konjunkturer.

Figur 3 illustrerer hvordan etterspørselen etter elektrisitet gjennom et år varierer som følge av temperatur. Figuren viser den historiske etterspørselen i et kaldt år (2010) og et år som var relativt varmere (2011) som en prosentandel av medianen av årlig etterspørsel fra 1980 til 2021. I vintermånedene var det i snitt høyere etterspørsel etter elektrisitet i det kalde året sammenlignet med vintermånedene i det relativt varmere året.

**Figur 3: Historisk etterspørsel gjennom et kaldt år og varmt år i prosentandel av den årlige medianetterspørselen fra 1980 til 2021**



Kilde: THEMA's Nordic Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

### 2.1.2 Sterk vekst i forbruket pga. elektrifisering og ny industri

Klimautfordringen og dermed klimapolitikken har stor betydning for utviklingen i kraftforbruket framover. I likhet med Europa har Norge satt et mål om klimanøytralitet i 2050. Første sjekkpunkt mot dette målet er 2030, hvor Norge skal oppnå tre forskjellige, men likevel sammenkoblede, mål:

- Til 2030 skal klimagassutslippene reduseres med 55 prosent sammenliknet med 1990-nivå, skal norsk økonomi være klimanøytral,
- det skal legges til rette for ny lønnsom industri for å skape nye arbeidsplasser, og
- betydelige deler av leverandørindustrien til olje- og gasssektoren skal omstilles til grønn industri.

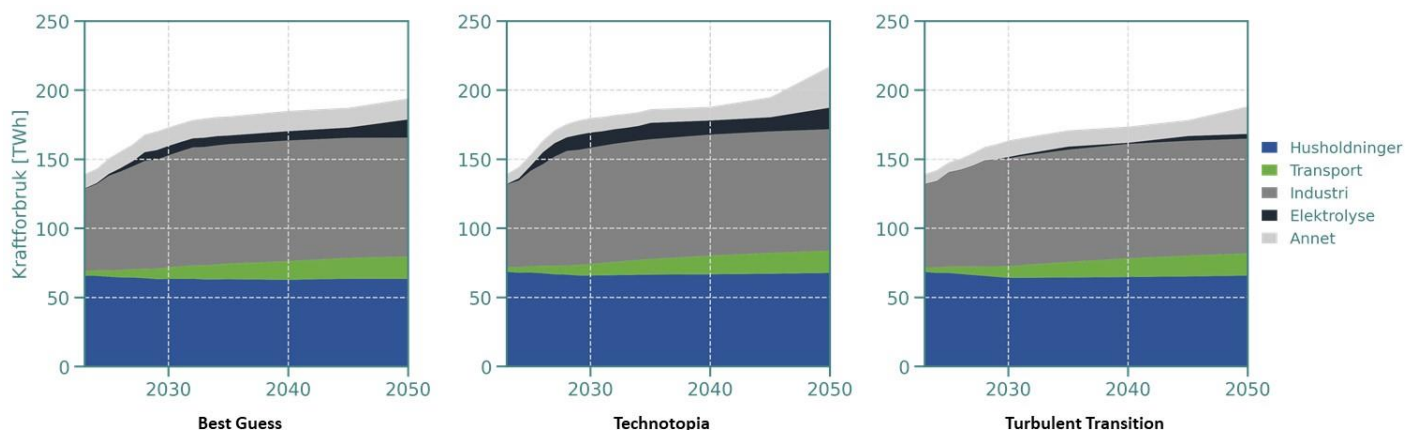
Elektrifisering av en stor andel av eksisterende energiforbruk er nødvendig for å kutte utslippene både i transportsektoren, petroleumsnæringen og kraftintensiv industri. Beregninger viser at elektrifisering for å nå 55-prosentmålet innebærer et

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

kraftforbruk på 45 TWh, fordelt med 19 TWh i transportsektoren, 17 TWh til elektrifisering av sokkelen og 9 TWh i eksisterende industri. Kraftforbruk i nye, ofte kraftintensive næringer som datasentre, hydrogenproduksjon og batterifabrikker kommer i tillegg.

Det er likevel usikkert hvor rask og hvor stor forbruksveksten vil bli. Det er størst usikkerhet om veksten i industrien. Figur 4 viser kraftforbruket i tre scenarier med ulik utvikling i klima- og energipolitikken.<sup>1</sup> I alle tre scenarioene når vi ambisjonen om nullutslipp i 2050, men veien til målet varierer.

Figur 4: THEMAs forbruksprognoser for Norge frem til 2050 (2022)



Kilde: THEMAs Nordic Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

De ulike scenarioene har ulik forbruksvekst og -hastighet, men alle viser en betydelig vekst fra normalårsforbruket på 140 TWh i 2022:

- I *Best Guess* (BG) vokser forbruket til 173 TWh i 2030 og 194 TWh i 2050. En stor del av veksten kommer det første tiåret og er primært drevet av økt etterspørsel fra industrien og transportsektoren. Som følge av energieffektivisering antas det at etterspørselen fra husholdninger vil reduseres utover 2020- og 2030-tallet.
- I *Technotopia* vokser forbruket til 180 TWh i 2030 og til 217 TWh i 2050. Forskjellen mellom BG og Technotopia er i hovedsak en høyere etterspørsel etter fangst og lagring av karbon og økt etterspørsel fra «prosumers» (nettkunder som både bruker og produserer energi). Reduksjonen i forbruk fra husholdninger er i tillegg større i Technotopia sammenlignet med BG.
- I *Turbulent Transition* (TT) er forbruket 163 TWh i 2030 og 190 TWh i 2050. Som for de andre scenarioene er veksten drevet av etterspørsel fra industrien, men etterspørselen etter kraft til hydrogenproduksjon og «prosumers» er lavere, og husholdningene oppgår ikke den samme forbruksreduksjonen mot 2050 som i de øvrige scenarioene.

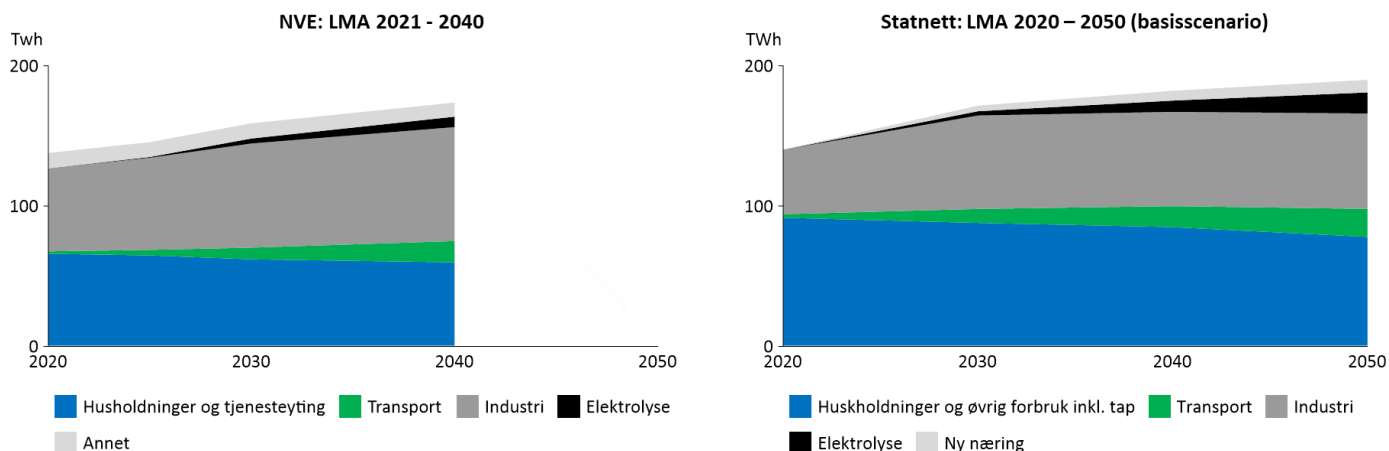
Statnett og NVE forventer også en sterk økning i forbruket, se Figur 5 som viser prognoser for forbruksutviklingen for ulike sektorer<sup>2</sup>. NVE ser i sin langsiktige markedsanalyse bare på perioden 2021–2040.

<sup>1</sup> Scenariene er utformet i februar 2022. Beregningene er utført med data fra mai 2022.

<sup>2</sup> NVE og Statnett opererer med ulike forbrukskategorier, det varierer derfor hva som er inkludert i de ulike kategoriene i figuren. Hovedforskjellen er at nettap i Statnett sin prognose er inkludert i «Alminnelig forbruk» mens det i NVE sin prognose er inkludert i «Annet».



Figur 5: NVE og Statnetts langsiktige markedsanalyser for forbruk i Norge (2021)



Kilde: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040 (NVE, 2021) og Langsiktig markedsanalyse 2020 – 2050 (Statnett, 2021)

Også NVE og Statnett forventer at kraftforbruket vil øke i alle sektorer utenom alminnelig forsyning<sup>3</sup>, der forbruket reduseres på grunn av energieffektivisering. Forbruksøkningen er også her størst i kraftintensiv industri og transport. Samlet forbruk i 2030 er 159 TWh i NVEs prognose og 172 TWh i Statnetts sin basisframskrivning. NVEs prognose viser også en lavere forbruksvekst frem mot 2040 sammenlignet med Statnett, med totalt årsforbruk på 174 TWh i 2040. Statnetts basisprognose for 2040 og 2050 er marginalt lavere enn i THEMAs Best Guess scenario, med 183 TWh i 2040 og 190 TWh i 2050.

Sektorene med størst sprik i etterspørselen i de ulike prognosene er petroleumssektoren, husholdninger og bygg og ny industri (datasentre og hydrogenproduksjon).

### 2.1.3 Effektforbruket øker også

Frem mot 2030 vil også effektforbruket i Norge øke. Figur 6 er hentet fra NVEs 2022 rapport «Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030», og viser modellert effektforbruk gjennom døgnet den kaldeste dagen i året og utfallsrommet for maksimalt timesforbruk i 2030. Det er forutsatt samme forbruksprofiler som i dag, men med noe tillegg for lading til elektrisk transport:

- Nye, store kraftbrukere har samme forbruksprofil som dagens store kraftbrukere, med jevnt forbruk i alle årets timer.
- Alminnelig forbruk er delt i to grupper: bygg og transport. Det er antatt at bygg har samme forbruksprofil som i dag, men med en noe høyere ettermiddagstopp som følge av mer lading av elbiler.
- For elektrisk transport (tungtransport, elbusser, anleggsmaskiner osv.) er det lagt til grunn at de fleste vil lade om kvelden og natten, men at noe lading på dagtid er nødvendig.

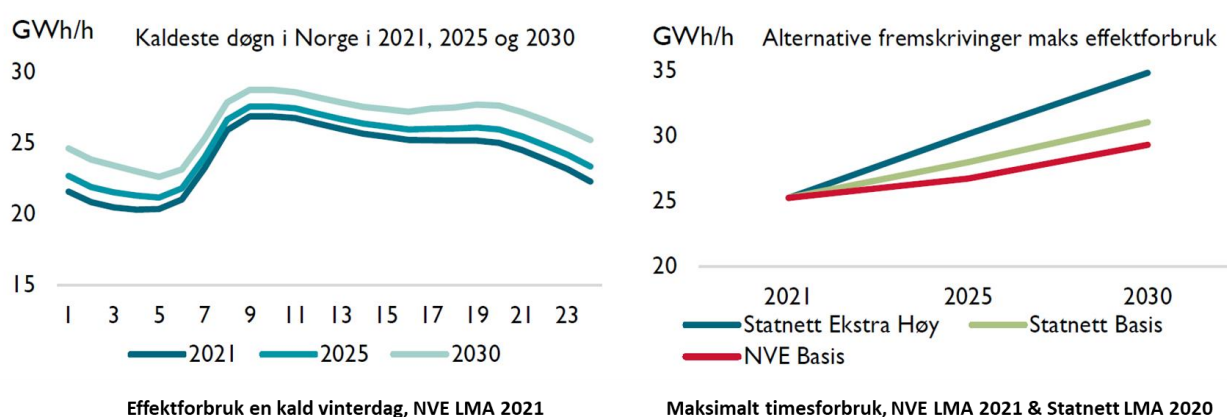
<sup>3</sup> Alminnelig forbruk tilsvarer kategoriene «husholdninger og tjenesteyting» i NVE scenarioet og «Husholdninger og øvrig forbruk inkl. tap» i Statnett scenarioet

Basert på forutsetningene som er oppgitt i NVE-rapporten, kan det se ut til at mulighetene for direkte kjøling av datasenter med kald uteluft på vinteren i stedet for kjøleaggregater, ikke er tatt med i vurderingen. I så fall er effektbehovet til datasentre overvurdert i analysen.

Utviklingen i effektforbruket er svært usikkert. Maks effektforbruk i NVE sin prognose er 28,7 GW, mens Statnett har ca. 30 GW i sitt basisscenario og 32,8 GW i sitt *ekstra høyt* scenario. Det tilsvarer en økning på mellom 2 og 6 GW fra 2021.

Samtidig venter NVE en moderat økning på 0,6 MW i tilgjengelig vintereffekt i produksjon. Hvor stram effektbalansen vil bli, er svært usikkert og avhenger av både den generelle forbruksøkningen og hvor fleksibelt forbruket er.

**Figur 6: Utvikling i effektforbruk og utfallsrom for maksimalt timesforbruk i 2030**



Kilde: Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030 (NVE, 2022)

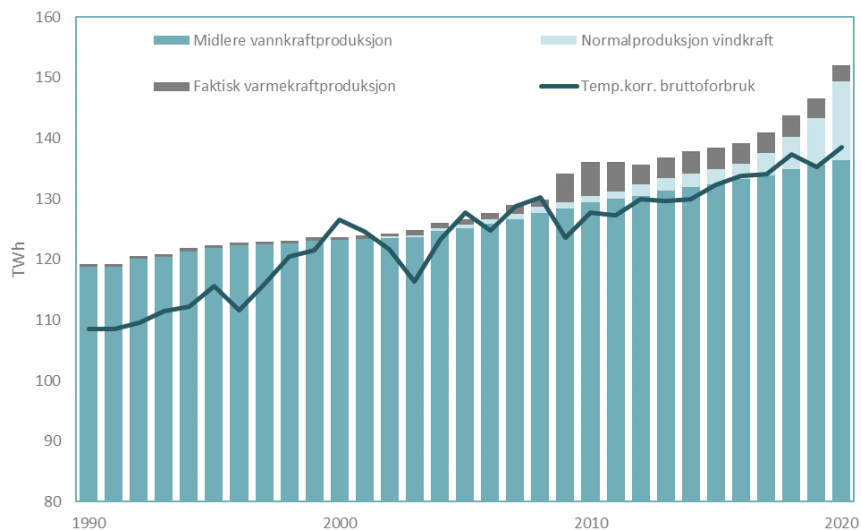
## 2.2 Produksjonen blir mer uregulerbar

### 2.2.1 Vannkraft vil fortsatt dominere, men andelen reduseres

Normalårsproduksjonen av elektrisk kraft i Norge ligger på rundt 155 TWh, hvorav 89 prosent kommer fra vannkraft, i underkant av 10 prosent fra vindkraft og rundt 1,5 prosent fra varmekraftproduksjon (NVE, 2022). Figur 7 viser utviklingen i energibalansen fra 1990 og fram til i dag. Mens vi startet med et overskudd av vannkraftproduksjon i 1990 og hadde en ganske balansert kraftbalanse på 2000-tallet, har vi siden bygd opp et overskudd basert på vindkraft og varmekraftproduksjon<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Energiressursene som benyttes til kraftproduksjon i de termiske anleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme, olje, naturgass og kull.

Figur 7: Produksjonsevne og temperaturkorrigert forbruk 1990-2020, TWh

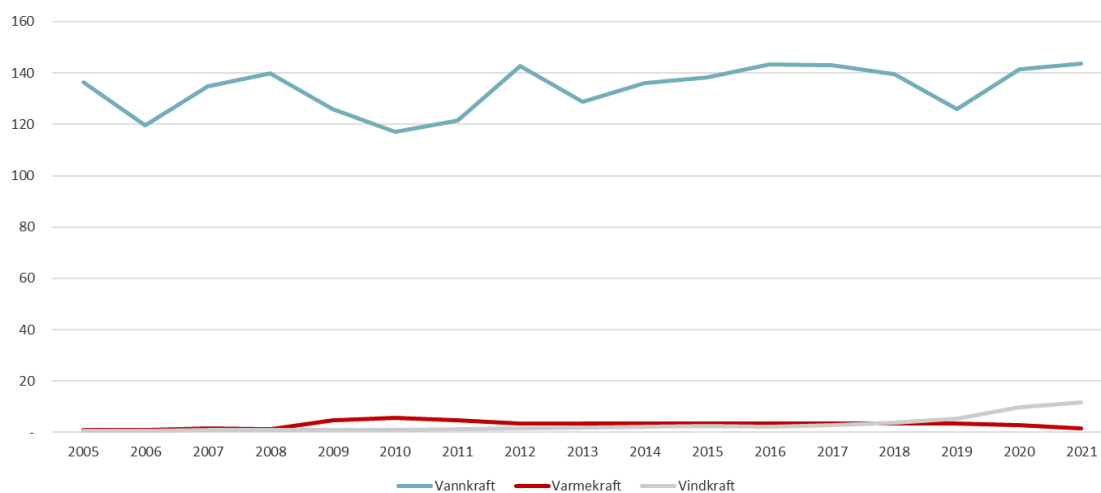


Kilde: Energifakta Norge (Olje og Energidepartementet, 2022)

Installert kapasitet, tilsiget av vann til magasinene og magasinkapasiteten danner grunnlag for hva den norske vannkraften kan produsere. I 2022 hadde norsk vannkraft en magasinkapasitet på 87 TWh, som tilsvarer 62 prosent av dagens forbruk i et normalår. Hvor stort tilsiget til magasinene er, varierer mellom sesonger og år. Tilsiget er størst under snøsmeltingen om våren og i perioder med mye nedbør om høsten. Magasinkapasiteten gjør vannkraften *regulerbar*, dvs. den gjør det mulig å lagre vann og produsere vannkraft senere og dermed håndtere betydelige variasjoner i nedbør mellom sesonger og mellom år.

Figur 8 viser variasjonen i faktisk kraftproduksjon i Norge fra 2005-2021. *Vannkraftproduksjonen* spenner fra vel 117 TWh i 2010 til nesten 144 TWh i 2021. Normalårsproduksjonen for de to årene var henholdsvis 129,4 TWh og 136 TWh (2020). I 30-årsperioden fra 1989–2018 varierte *tilsigene* mellom 101,6 TWh (1996) og 180,6 TWh (1990), en variasjon fra -30 til +20 prosent i forhold til normalen (149 TWh).

Figur 8: Årlig kraftproduksjon i Norge 2005-2021, TWh



Kilde: Statistisk Sentralbyrå

Vannkraft inkluderer også elvekraftverk og småkraftverk. Disse har i liten grad muligheter til å regulere produksjonen.

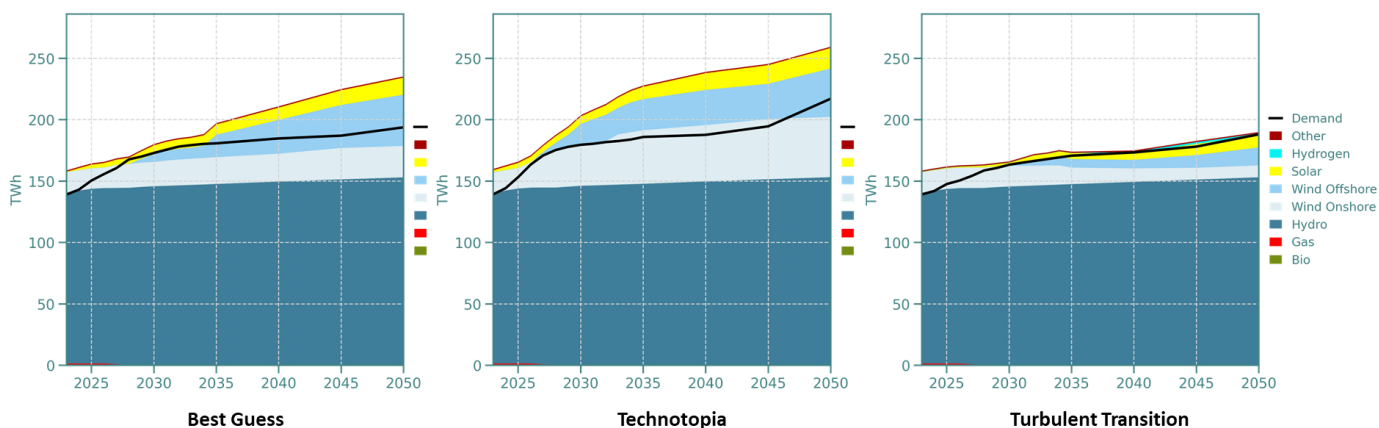
### 2.2.2 Andelen sol og vindkraft øker, men hvor mye er usikkert

Vindkraftverk, solkraftverk og elvekraftverk regnes som ikke-regulerbare kraftverk fordi vind og vær bestemmer hvor mye som kan produseres til enhver tid. De senere årene har innslaget av ikke-regulerbar produksjon økt, og i dag er 25 prosent av produksjonskapasiteten i Norge ikke-regulerbar (Olje og Energidepartementet, 2022).

THEMAs kraftmarkedsscenarioer beskriver tre ulike scenarioer for utviklingen i produksjonsmiksen i Norge mot 2050, vist i Figur 9. Samlet produksjon varierer mellom 166 og 207 TWh i 2030, og mellom 188 og 260 TWh i 2050.

I alle tre scenarioene nås ambisjonene om nullutslipp i 2050, men veien til målet varierer. Vannkraftproduksjonen i normalår vokser moderat i alle scenarioene, med 14 TWh til 2050. De store forskjellene er hvor mye fornybar kapasitet som bygges ut. I Best Guess og Technotopia får vi en sterk utbygging av havvind. Fra midten av 2020-tallet øker også innslaget av solenergi.

Figur 9: THEMAs produksjonsprognoser for Norge (2022)



Kilde: THEMAs Nordic Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

Tabell iii oppsummerer viktige forskjeller mellom THEMAs scenarioer.

Tabell iii: Forskjeller mellom THEMAs Best Guess, Technotopia og Turbulent Transition 2030 og 2050

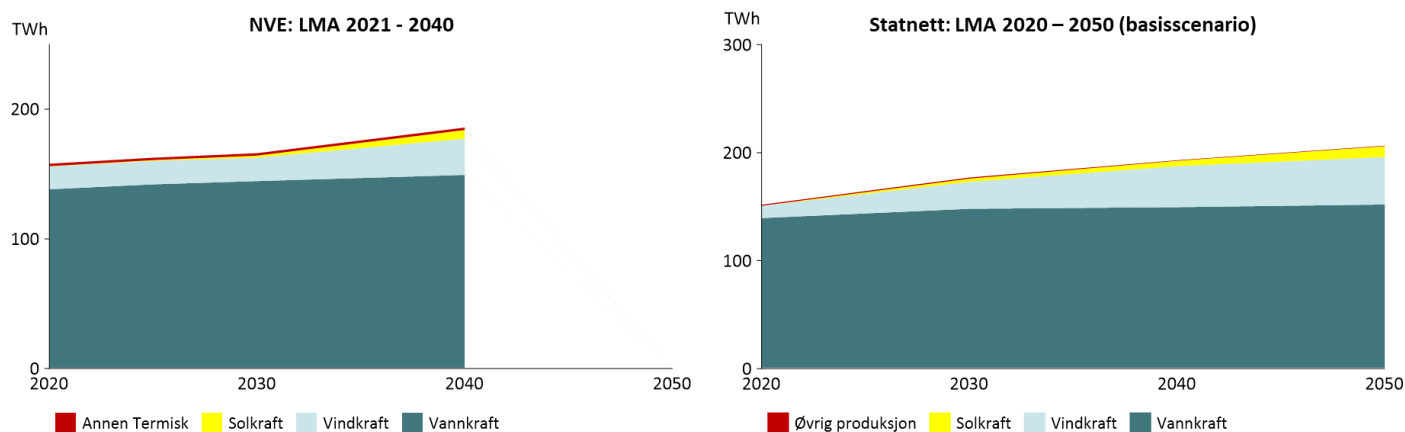
	Best Guess		Technotopia		Turbulent Transition	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Produksjon	180 TWh	235 TWh	207 TWh	260 TWh	166 TWh	190 TWh
Forbruk	173 TWh	194 TWh	180 TWh	217 TWh	163 TWh	190 TWh
Kraftbalansen	7 TWh	41 TWh	27 TWh	43 TWh	3 TWh	2 TWh

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Andel vind- og solkraft	18 prosent	35 prosent	28 prosent	41 prosent	12 prosent	18 prosent
Oppfyllelse av EUs klimamål	I tråd med EUs klimamål		Overstiger EUs klimamål		Målene nås i 2050, men mer krevende vei til målet.	
Driver for investeringer	Blanding av politikk og markedsdrevne investeringer		Stor grad av markedsdrevne investeringer		Liten grad av markedsdrevne investeringer	
Generelle utviklingstrekk	<ul style="list-style-type: none"> <li>Høy elektrifiseringsgrad i varme- og transportsektoren</li> <li>Hydrogen spiller en sentral rolle</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Høy andel vindkraft på land</li> <li>Stor vekst i hydrogenproduksjon</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lavere forbruksvekst pga. lite hydrogen, ikke europeisk hydrogenmarked</li> <li>Mindre samarbeid på tvers av landene</li> </ul>	

Figur 10 viser Statnetts basisprognose (2020) og NVEs langsiktige markedsanalyse (2021) for produksjonsmiksen i Norge mot 2050. Både Statnetts basisscenario og NVEs prognose for produksjonsutviklingen ligger betydelig under THEMAs Best Guess Scenario.

Figur 10: NVE og Statnetts langsiktige markedsanalyser for produksjon i Norge



Kilde: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040 (NVE, 2021) og Langsiktig markedsanalyse 2020 – 2050 (Statnett, 2021)

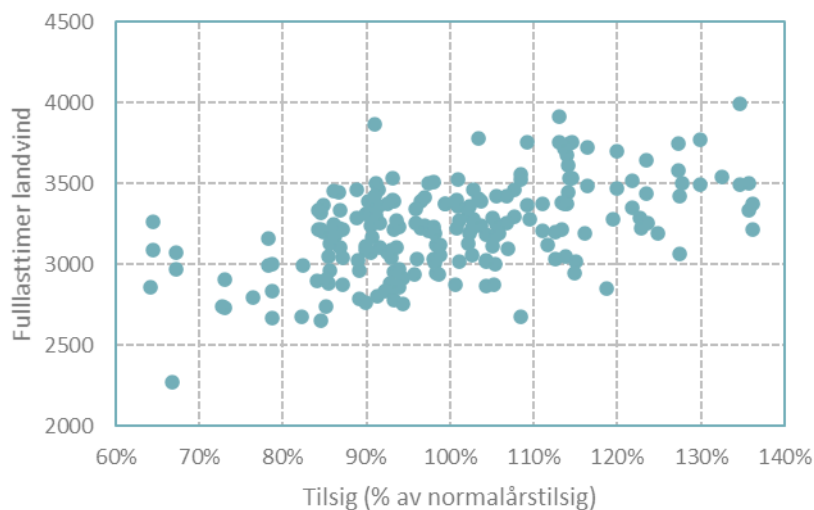
For vannkraft er prognosene fra Statnett og NVE samstemte om en nokså lineær økning i energikapasitet til rundt 150 TWh i 2040, omtrent tilsvarende som i THEMAs scenarier. Økningen tilskrives i hovedsak oppgraderings- og utvidelsesprosjekter (O/U) i eksisterende kraftverk og nye småkraftprosjekter.

*Størst usikkerhet i prognosene ligger i utbyggingen av vindkraft.* NVE legger til grunn at det i liten grad vil komme på plass ny vindkraft på land og at havvind vil komme på plass tidligst i 2030. Statnett skiller på sin side ikke mellom land- og havbasert vind i sine publiserte prognoser, men også her kommer den største produksjonsøkningen først etter 2030.

Felles for THEMA, Statnett og NVE sine prognoser er at samlet produksjon øker og at vannkraft utgjør en synkende andel av energimiksen frem mot 2050, fra ca. 90 prosent av normalårsproduksjonen i dag til mellom 60 og 80 prosent i 2050.

Vindkraftproduksjonen i Norge er korrelert med tilsig slik at tørrårene sammenfaller med år med lite kraftproduksjon fra vind. Vår analyse av historisk værdata (1980-2020) for landvindprosjekter viser en positiv korrelasjon på 52 prosent (se Figur 11). Vindkraftproduksjonen er imidlertid høyere om vinteren enn om sommeren.

**Figur 11: Korrelasjon mellom regulerbar vannkraft og uregulerbar fornybar i 2030**



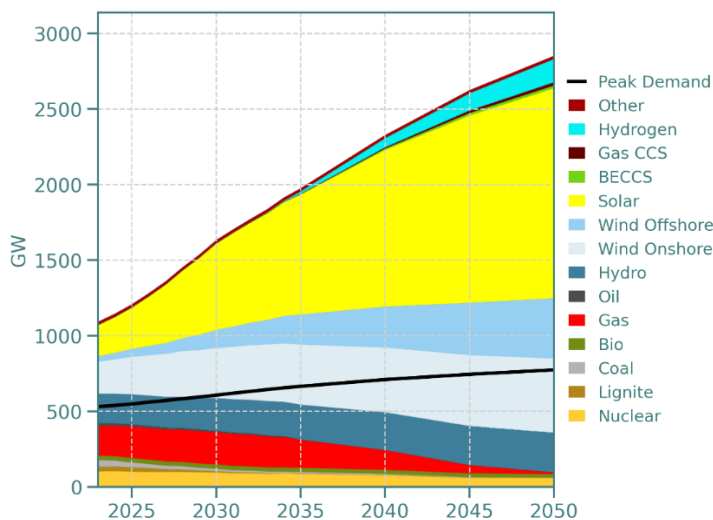
Kilde: THEMA's Nordic Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

### 2.2.3 Mer vind- og solkraft i Europa gir nye utfordringer med effekt- og energibalansering

Norge er koblet sammen med kraftmarkedet i resten av Europa gjennom mellomlandsforbindelser. Mellomlandsforbindelsene gjør det mulig å eksportere energioverskudd i våte og milde år, og å importere energi i tørre og kalde år. Importkapasiteten øker leveringssikkerheten til Norge i tørrår, men gjør også at Norge påvirkes av energi- og effektsituasjonen i resten av Europa.

Endringer i kraftsystemene i Europa drives av fornybarmålene til EU og nasjonale målsetninger. For å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftproduksjon, gjennomgår produksjonsmiksen på kontinentet og i UK en omfattende omstillingsprosess der regulerbar kraftproduksjon basert på gass (uten CCS), olje og kull, erstattes med fornybare energikilder som havvind, sol og hydrogen, se Figur 12. Det innebærer at også Europa får et stadig mer væravhengig kraftsystem.

Figur 12: THEMAs Best Guess framskrivning av produksjonskapasitet i Europa



Kilde: THEMAs European Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

Endringene i produksjonsmiksen i Europa innebærer to endringer som må håndteres. For det første blir mindre pålitelig effekt i systemet når kull-, gass- og kjernekraftkapasiteten reduseres. Fornybarkapasitet fra vind og sol har mye installert effekt, men er avhengig av sol og vind for å utnytte kapasiteten. Den andre utfordringen er den store variasjonen i energiproduksjonen fra vind og sol. I perioder med såkalt «dunkelflaute», dvs. mørke og vindstille perioder på 1-2 uker med liten vind- og solkraftproduksjon, kan det bli energiknapphet. Her må det finnes løsninger for å lagre energi fra perioder med overskudd til perioder med underskudd.

I 2022 har den geopolitiske situasjonen i Europa ført til historisk høye kraftpriser, en akselerering av endringer i energipolitikken i flere Europeiske land og økt usikkerhet om utviklingen i kraftmiksen framover. Det er usikkert hva som blir de langsiktige konsekvensene, men situasjonen har ført til diskusjoner om en enda sterkere utbygging av fornybar kraftproduksjon, mer kjernekraft, osv. Situasjonen har også fått EU til å rette sterkere fokus mot forbrukersiden, og landene er blitt enige om at gassforbruket skal reduseres med minst 15 prosent. For Tyskland vil det på kort sikt trolig medføre en gjenoppstart av olje, kull og brunkullkraftverk og evt. forlenget drift av de tre gjenværende kjernekraftverkene de nærmeste årene. På lang sikt kan målet om å bli uavhengig av russisk gass føre til en raskere nedbygging av fossil kapasitet og en enda sterkere satsing på fornybar energi og et økt behov for fleksibilitet.

Værforholdene over Nord-Europa er ofte sammenfallende, og det vil kunne oppstå situasjoner der det er lite vind og kaldt over store områder samtidig (NVE, 2022). Dette er illustrert i Figur 13, som viser hvordan landvindproduksjonen i NO2 korrelerer med andre budområder i ulike tidsintervall, fra timesbasis til årsbasis. Korrelasjonen er generelt størst på månedsbasis. Det er også en interessant observasjon at vindkraft i Nord-norge og Sør-Norge ikke korrelerer på timesbasis. Det vil si at det det fort kan blåse i nord i timer med lav produksjon i sør, og omvendt.

Figur 13: Korrelasjon av landvindproduksjon i NO2 med andre budområder



Kilde: (NVE, Statnett, 2022)

## 2.2.4 Behov for ny fleksibilitet i kraftsystemet på kontinentet, hydrogen ventes å bli en viktig kilde

Mer uregulerbar og væravhengig kraftproduksjon på kontinentet samtidig som regulerbar fossil produksjon fases ut, gir behov for fleksibilitet fra andre kilder. Effektproblematikken kan løses med forbruksfleksibilitet og batterier, men dunkelflaute krever mer langsiktige lagringsmedier, eventuelt i kombinasjon med pålitelig (lavutslipps) grunnlast. De mest aktuelle løsningene er hydrogen og kjernekraft og/eller gasskraft (fortrinnsvis med CCS).

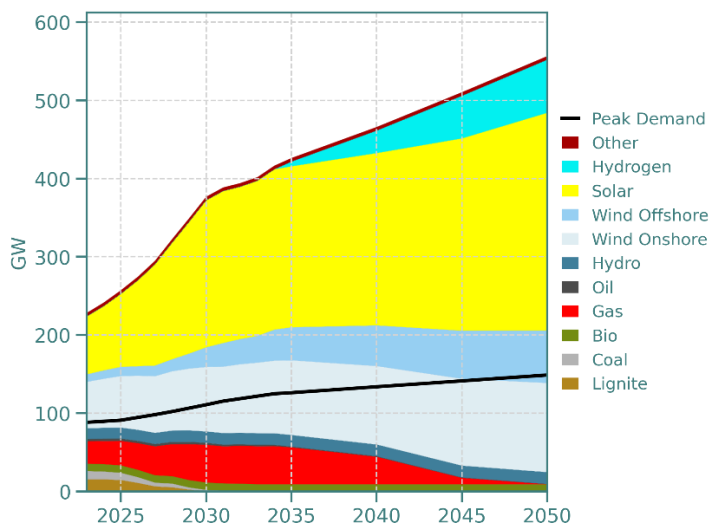
Figur 14 viser utviklingen i installert effekt for ulike kraftverksteknologier i Tyskland i 2030 i THEMA's Best Guess scenario. Tyskland har en målsetning om å dekke 80 prosent av forbruket av elektrisitet med fornybar produksjon i 2030. I 2030 er det fortsatt en del gasskraftkapasitet igjen i systemet, men kullkraft og kjernekraft er helt faset ut. Systemet domineres av fornybar og væravhengig kapasitet, og hydrogen ventes først å komme inn i systemet for fullt fra rundt 2035. Simuleringen er laget før vedtaket om at Tyskland skal gjøre seg uavhengig av russisk gass, men gasskraftproduksjon kan også baseres på gass fra Norge og import av LNG fra andre land.

En scenarioanalyse av behovet for fleksibilitet (THEMA, 2022) i Tyskland i 2030, med ulike antagelser om gasskapasitet og for ulike værår, finner bl.a. at stor variasjon i fornybarproduksjon fra år til år også gir store årlige prisvariasjoner. Oppsummert viser modelleringen at pristoppene blir høyere, prisbunnene lavere og gjennomsnittsprisen høyere jo mindre fast produksjonskapasitet som finnes i systemet. Pristoppene trenger imidlertid ikke å indikere en trussel mot leveringssikkerheten – det avhenger av mengden



forbruksfleksibilitet og last som kan respondere på høye priser. Det er usikkert hvor mye forbruket vil respondere på prisvariasjoner, det finnes lite data og det er behov for å utvikle både tekniske fleksibilitetsløsninger og incentivmekanismer.

Figur 14: Installert effekt i Tyskland etter THEMAs Best Guess scenario

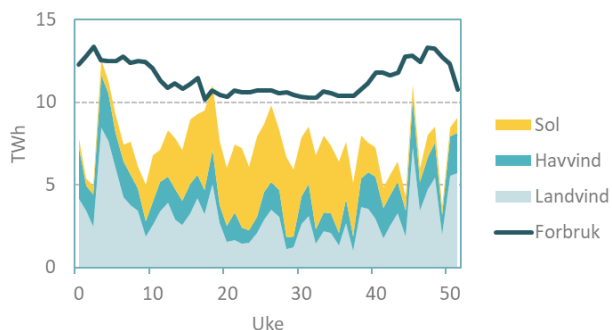


Kilde: THEMAs European Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

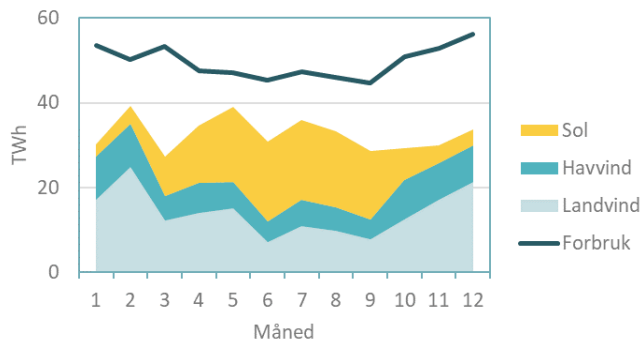
Figur 15 og Figur 16 illustrerer variasjonen i energiproduksjon mellom uker og mellom måneder i det tyske systemet i 2030, og dermed behovet for fleksibel energitilgang. På ukesbasis er det stor variasjon i fornybarproduksjonen, og den er svakt korrelert med forbruket. For å balansere forbruket, må produksjonen fra fleksible kilder også svinge mye fra uke til uke, særlig om vinteren. Ukene med lavest forbruk er sommeruker med høy solkraftproduksjon. Figuren viser også at vindkraftproduksjonen typisk er lavere om sommeren enn om vinteren, og at vind- og solkraftproduksjonen er negativt korrelert med hverandre, dvs. har forskjellig sesongprofil.

Gapet mellom forbruk og fornybarproduksjon dekkes gjennom produksjon i termiske verk, import og lagret energi i form av batterier og hydrogen (lite i 2030, kan bli viktigere senere). Mønsteret tyder på at en del av variasjonen kan dekkes gjennom lagring fra uke til uke. Det er imidlertid tydelig at det også er et betydelig behov for energilagring fra måned til måned. Samlet sett er det en klar negativ sammenheng mellom fornybarproduksjonen pr. måned og forbruket pr. måned. Bildet kan tolkes på en positiv måte: Det er et klart grunnlag for utbygging av lagringsmedier og regulerbar produksjonskapasitet i det tyske systemet, eller på en negativ måte: det er åpenbart at Tyskland vil få problemer med energibalansen i et fornybart kraftsystem. Modellsimuleringene er basert på framskrivninger av kapasitet og forbruk i THEMAs Best Guess-scenario.

Figur 15: Gap mellom forbruk og fornybarproduksjon per uke, Tyskland 2030



Figur 16: Gap mellom forbruk og fornybarproduksjon per måned, Tyskland 2030



Kilde: THEMA's European Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

Hydrogen er det lagringsmediet som er best egnet for mer langsiktig lagring av overskuddsenergioverskudd. Hydrogen øker fleksibiliteten i kraftsystemet, utjevner prisene og øker markedsverdien av vind- og solkraft (THEMA, 2022). Et (tenkt) system uten elektrolysekapasitet produserer mange timer med nullpriser som er avgjørende særlig for markedsverdien av solkraft, men også av stor betydning for verdien av vindkraft. Med elektrolysekapasitet ser man ikke så mange timer med priskollaps.

Ifølge våre scenarier vil ikke hydrogen brukes til kraftproduksjon i Norge i underskuddsperioder (som man forventer på kontinentet fra ca. 2035). Norsk hydrogenproduksjon som ikke går til eksport, forbrukes i industrien, i transportsektoren og til varmeproduksjon. Likevel har dette ekstra forbruket i timer med høy fornybarproduksjon betydning for generelt prisnivå og insentiver for fornybarinvesteringer også hos oss.

Sektorkobling mellom kraft og hydrogen har generelt stor betydning for områdepriser og verdien av fornybar kraftproduksjon. Hydrogenproduksjon har med andre ord ikke kun en verdi som lagringsmedium. Likevel er sektorkobling og hydrogenproduksjon avgjørende for å balansere fornybarsystemer med begrenset tilgang til fleksibel vannkraft. Modellsimuleringene viser at det er både teknisk og markedsmessig mulig å balansere framtidens kraftsystem. Spørsmålet er hvordan vi kommer dit, hvor lang tid det vil ta, hvilke rammebetingelser som kreves, og hvordan systemet vil oppføre seg på veien dit.

## 2.3 Energi- og effektoverskuddet vi har hatt historisk spises opp

Norge er per i dag nettoeksportør av energi i normale år, men elektrifiseringen av industri- og transportsektoren, økt etterspørsel fra nye grønne industrier og lite vekst i ny produksjonskapasitet vil gi en strammere kraftbalanse mot 2030. Det går igjen i alle prognoser og scenarier vi har sett på. Importkapasiteten gjør at tørrår ikke lenger utgjør den samme utfordringen for energisikkerheten som før.

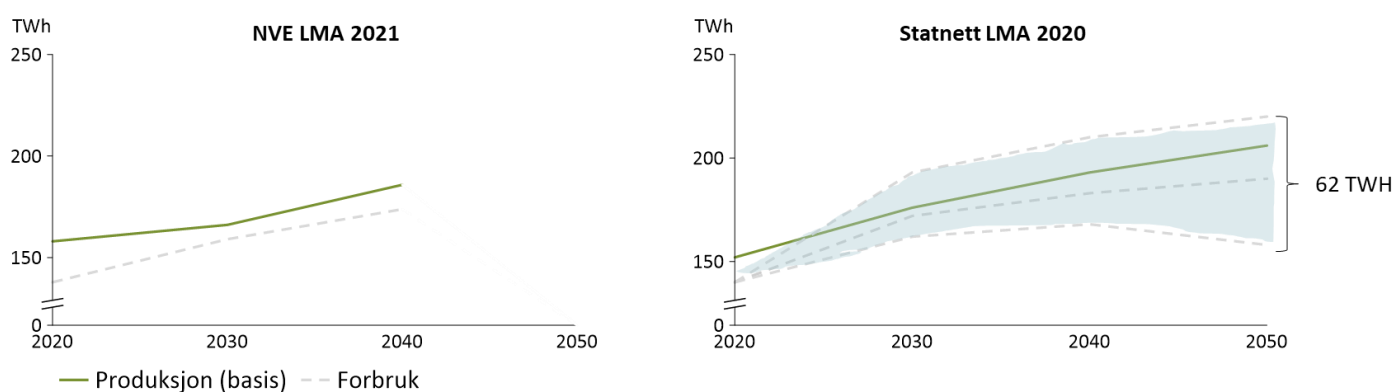
Alternative framskrivninger for maksimal *effektbruk* ligger mellom 27 og 35 GW i 2030, mot rundt 25 GW i 2021. Samtidig venter NVE en moderat økning på 0,6 MW i tilgjengelig vintereffekt fra produksjon. Norge kan bli avhengige av kraftimport i enkelttimer som følge av en strammere effektbalanse og høye effekttopper som følger av økt kraftforbruk (Statnett, 2022).

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Figur 17 viser NVE og Statnett sine langsiktige markedsanalyser for kraftforbruk sammenlignet med forventet utvikling i kraftproduksjon. Statnett har tre scenarier for kraftforbruk: moderat, basis og ekstra høyt. Differansen mellom det høyeste og laveste forbruksanslaget er 62 TWh. Figuren viser at Norge kan få en energiunderskudd fra 2025 og utover dersom Statnett sin høyeste forbruksprognose slår til kombinert med en basisutvikling på produksjonssiden.

Prognosene er samstemte i at det kommer lite ny produksjon inn i det norske systemet før 2030, og det er usikkerhet knyttet til hvor mye og hvor raskt nytt forbruk fases inn. Store forbruksenheter kan også ha korte ledetider (gitt at de har tilgang på nett), og kan dermed komme inn raskt relativt til ny produksjon.

**Figur 17: Usikker forbruksutvikling og stammere kraftbalanse mot 2050**



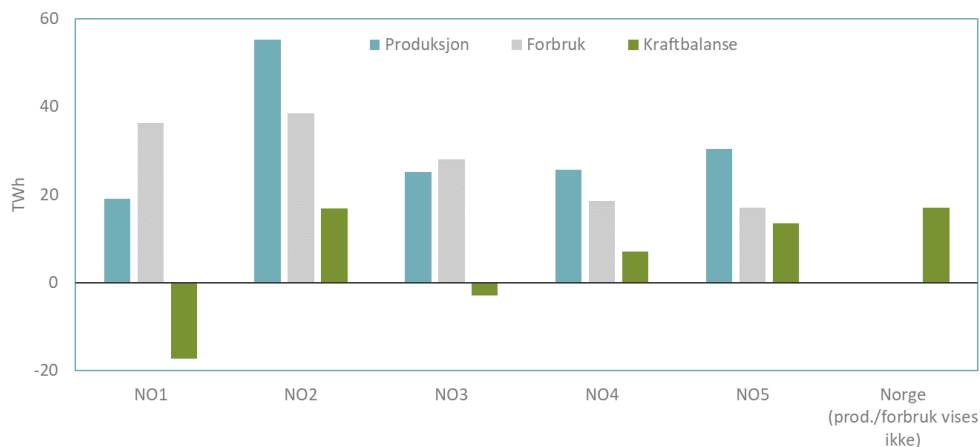
Kilde: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040 (NVE, 2021) og Langsiktig markedsanalyse 2020 – 2050 (Statnett, 2021)

## 2.4 Ubalanser i ulike deler av landet løses ved nett og handel

Norge er et langstrakt land og været varierer fra nord til sør og øst til vest. Det gjør at vi kan ha store variasjoner i ressurstilgangen mellom regionene eller prisområdene. I et samlet sett normalt værår, kan det være tørt i noen deler av landet og vått i andre. Det betyr at energi- og effektbalanseringen også avhenger av muligheten til å overføre kraft mellom ulike områder. Hvordan kraftbalansen varierer mellom de ulike prisområdene er illustrert i Figur 18.

Hovedveien i det norske kraftsystemet er transmisjonsnettene (t-nettet). Mellomlandsforbindelsene er også koblet på t-nettet. De fem prisområdene gjenspeiler strukturelle flaskehalser der nettet det forventes at nettet regelmessig vil begrense muligheten til å overføre kraftoverskudd fra ett område til et underskuddsområde. Historisk har det vært prisforskjellene mellom prisområdene i Norge vært relativt små og sjeldne, og det er svært sjelden at det er ulike priser i alle prisområdene.

Figur 18: Kraftbalanse 2021 i de ulike prisområdene

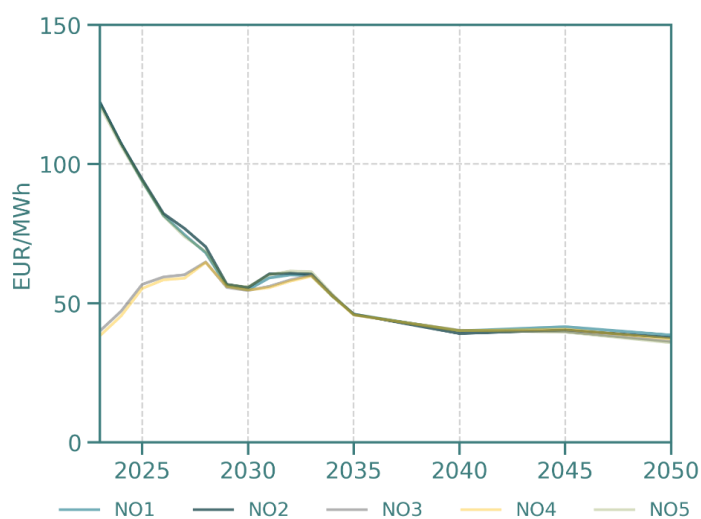


Kilde: NVE kraftsituasjonsrapporter (NVE, 2021)

Effektbehov og produksjonskapasitet fordeler seg ujevnt over landet, og siden overføringskapasiteten internt i Norge er begrenset av de strukturelle flaskehalsene, vil også tilgangen til og behovet for fleksibilitet i kraftsystemet variere mellom prisområdene. Ifølge NVE vil områdene NO4, NO5 og NO2 trolig ha nok tilgjengelig effekt til å dekke egent effektbehov i 2030, mens NO1 og NO3 vil være avhengige av import når effektbehovet er høyt (NVE, 2022). I det aller strammeste scenarioet kan det ifølge NVEs prognoser bli behov for opptil 6,3 GW import inn til NO1. I 2030 er importkapasiteten til NO1 fra de tilstøtende prisområdene til sammen 9,8 GW, inkludert 2.1 GW fra SE3.

Mellomlandsforbindelsene øker leveringssikkerheten til Norge, men flaskehals i nettet fører også til at prisområdene påvirkes ulikt av sammenkoblingen med det europeiske kraftsystemet. Våre modellsimuleringer viser at vi trolig vil ha større prisforskjeller mellom prisområdene enn vi har vært vant med fram mot 2028 (se Figur 19), men at prisene blir likere utover 2030-tallet som følge av at overføringskapasiteten mellom nord og sør i Norge forsterkes.

Figur 19: Forskjeller i gjennomsnittlige norske kraftpriser (THEMA Best Guess scenario)



Kilde: THEMA's European Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

### 3 HVILKE UTFORDRINGER KAN VI FÅ MED BALANSERING MOT 2030 OG 2050?

*Den norske kraftbalansen kan bli betydelig svekket i perioden fram mot 2030 på grunn av sterk vekst i forbruket uten at det bygges ny kraftproduksjon. I et normalt værår kan vi likevel ha et kraftoverskudd i 2030, men det avhenger av hvor stor og rask forbruksveksten faktisk blir og hvor mye produksjonskapasitet vi rekker å bygge ut. Utfordringen i det norske kraftsystemet er imidlertid fortsatt knyttet til variasjonen i tilsigene fra år til år. Får vi et ekstremt tørt og kaldt år tilsvarende det vi hadde i 2010, vil vi i 2030 kunne få et underskudd på rundt 35 TWh som må dekkes ved økt produksjon i flerårsmagasiner, import og redusert forbruk. Knappheten i et tørrår vil oppstå i vårknipa før snøsmeltingen fyller opp magasinene på nytt, men sannsynligheten for knapphet vil bli tydelig gjennom utviklingen i magasinfyllingen, og høye priser som utløser økt import. Kraftprisene gir både produsenter og forbrukere incentiver til å spare, noe som reduserer risikoen for rasjonering. Økt utvekslingskapasitet mot andre land øker og diversifiserer importmuligheten, men endringene i systemene rundt oss øker usikkerheten om hvor mye energi og effekt de kan eksportere når vi trenger det. Sårbarheten for tørrår endres og er mer usikker, men den er ikke nødvendigvis større enn før.*

*Vi kan også risikere enkelttimer der norsk regulerbar kraftkapasitet ikke dekker behovet for energi (effektbehovet). Dersom det ikke er noe bidrag fra vind eller sol i disse timene, vil vi i større grad enn i dag være avhengig av import fra våre naboland for å unngå effektknapphet i disse timene. Økt kapasitet på kablene og koblinger til flere land er i så fall positivt. Det vil i tillegg bli mer krevende å drifte kraftsystemet innenfor hver driftstime med økt mengde uregulerbar produksjon og økt kapasitet på utenlandsforbindelsene. Totalt sett er det behov for økt fleksibilitet fra forbrukssiden for å unngå høye strømpriser og for å sikre balanse i systemet til enhver tid. Usikkerhet i energisituasjonen rundt oss er høyere nå enn normalt, så det kan være riktig å vurdere behovet for virkemidler til å redusere usikkerheten på kort eller lengre sikt.*

#### 3.1 Balansering krever tilgang til ulike typer fleksibilitet

Balansering i kraftsystemet innebærer å ha tilstrekkelig energi til å dekke forbruket i løpet av året, tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbruket i timene når forbruket er høyest, og ressurser som kan sørge for balanse sekund for sekund slik at frekvensen løpende holdes på et akseptabelt nivå. Vi kan derfor skille mellom utfordringer knyttet til

- *Energibalanse*, dvs. likevekt mellom energiproduksjon og -forbruk år for år
- *Effektbalanse*, dvs. likevekt mellom produksjonskapasitet og forbruk i topplasttimene
- *Frekvensbalanse*, dvs. å holde frekvensen innenfor det båndet som er nødvendig for å unngå sammenbrudd i systemet (system-/ balansetjenester)

Balanseringsutfordringene henger sammen med de fysiske egenskapene til elektrisitet som handelsvare. Elektrisitet må produseres i samme sekund som den forbrukes. Samtidig er systemet lagt opp slik at forbrukerne kan konsumere kraft uten forvarsel ved å slå på og av elforbrukende utstyr. Elektrisitetsetterspørselen varierer derfor fra sekund til sekund, over døgnet og over året. De fysiske egenskapene ved elektrisitet gjør at hele systemet kan bryte sammen dersom det oppstår ubalanse mellom forbruk og produksjon i sanntid. Denne balansen reflekteres i frekvensen: Produksjonen må følge forbruket løpende, eventuelt må forbruket justeres, for å opprettholde *frekvensbalansen*. Dette gjelder alle timer; for timer med høyt og lavt forbruk, høy og lav produksjon og mer eller mindre utveksling med utlandet.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Vann i magasinene kan lagres, men ikke elektrisitet. I timer med høyt forbruk må vi ha produksjonskapasitet som kan dekke etterspørselen. Høylasttimene i det norske systemet inntreffer i de kaldeste vintermånedene på tidspunkt når oppvarmingsbehovet er størst. Selv om forbrukstilpasninger også kan bidra til å opprettholde *effektbalansen*, er det underliggende forbruksnivået høyere i disse timene.

Det er en sammenheng mellom effektbalansen og frekvensbalansen: Stram effektbalanse gir økt risiko for frekvensavvik, og frekvensavvik kan føre til belastninger og skade på elektriske komponenter, noe som øker sannsynligheter for at mindre feil kan gi større negative konsekvenser for driftsstabiliteten (Statnett, 2022).

*Energibalansen* har tradisjonelt vært den største utfordringen for det norske systemet. Det kommer av at energiproduksjonen i vannkraftverkene begrenses av hvor mye vann som kan brukes til å produsere vannkraft løpet av et år (tilsigene). Tilsigene og dermed produksjonsevnen til vannkraftverkene varierer derfor betraktelig fra år til år.

Lav magasinutfylling reduserer også effekttilgangen og påvirker dermed systemets evne til å opprettholde effektbalanse i høylast.

Siden det er store svingninger både i produksjon og forbruk og systemet alltid må være i balanse, er det avgjørende at det finnes tilstrekkelig *fleksibilitet* til å etablere markedsliekevkt i spot- og intradagmarkedet, og til å balansere systemet i sanntid selv i ekstreme situasjoner. Det må også være *teknisk mulig* å levere tilstrekkelig fleksibilitet. Evnen til å levere tilstrekkelig fleksibilitet påvirkes av investeringer i fleksibilitetsløsninger, produksjon, nettkapasitet, avvikling osv. og den langsiktige utviklingen i etterspørselen etter elektrisitet.

Fleksibilitet er en ubrukt evne til endring og er i denne sammenhengen ressurser som har evnen til å bidra til å opprettholde frekvens-, effekt og energibalanse i systemet og som kan respondere på ubalanser i tide.

Markedsliekevkten som skapes i spot- og intradagmarkedet etablerer *effektbalanse*, balanseringen av systemet i sanntid opprettholder *frekvensbalanse* mens *energibalansen* ivaretas av langsiktig planlegging av og investeringer i kraftsystemet. Det overordnede målet til markedreguleringen er være å skape effekt-, frekvens- og energibalanse på en kostnadseffektiv måte, bruke alle de tilgjengelige ressursene og sørge for at ressursene er tilstrekkelig kompensert for bidraget, enten gjennom markedet eller regulatoriske virkemiddel.

Det videre kapitlet beskriver utfordringer knyttet *energi-, effekt- og frekvensbalanse* nærmere, hvordan balanse oppnås i dag og hvilke utfordringer som kan oppstå frem mot 2030 og 2050.

## 3.2 Energibalansering i tørrår

### 3.2.1 Utfordringen: Store årlige variasjoner i produksjon og forbruk, og stor usikkerhet

Den største utfordringen knyttet til energibalansen i det norske vannkraftsystemet er de store variasjonene i tilsiget (dvs. hvor mye vann som kommer inn i magasinene) mellom år, og spesielt tilgangen til tilstrekkelig energi i tørrår. En mulig underdekning viser seg i første omgang i utviklingen i magasinutfyllingen. NVE bruker magasin- og nedbørsstatistikk til å følge med på energisituasjonen.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

NVEs ukentlige kraftsituasjonsrapporter<sup>5</sup>, som viser utviklingen i magasinfyllingen, sammenligner løpende utvikling i magasinfyllingen med forrige år, samt median, minimum og maksimum for perioden 2002-2021. Lav magasinfylling gir ikke i første omgang mangel på energiproduksjon. En eventuell underdekning av energi vil eventuelt materialisere seg på slutten av vinteren (tappesesongen) før snøsmeltingen kommer i gang, også kalt «vårknipa». **En ubalanse i energitilgangen vil derfor opptre på slutten av vintersesongen dersom vannet som er lagret i magasinene, tilsigene i løpet av vinteren og import ikke er tilstrekkelig til å dekke energibehovet i vårknipa.**

Et samlet sett tørt år er ikke nødvendigvis tørt hele året. Det kan også være store variasjoner i avvik fra normalen gjennom året. Et år som samlet sett er normalt, kan ha høyere enn normale tilsig i første halvår (mye snø og snøsmelting) og svært lave tilsig i andre halvår (lite regn om høsten). Samtidig kan en situasjon med relativt lav magasinfylling ved inngangen til høsten, snu dersom høsten blir unormalt våt. Lav magasinfylling ved inngangen til vinteren øker sannsynligheten for knapphet og rasjonering i «vårknipa», men om vinteren blir mild, kan balansen likevel vise seg å bli god. **Beslutninger om vanddisponeringen må derfor tas under betydelig usikkerhet, basert på værårsstatistikk, markedsdata og -framskrivninger, og sannsynlighetsvurderinger.**

### 3.2.2 Hvordan sikres energibalansen i dag?

Energibalansen har hittil vært sikret gjennom bruk av disse ressursene

- Tilstrekkelig produksjonskapasitet og effektiv energibruk
- Magasinkapasitet og vanddisponering
- Utenlandsforbindelser
- Forbruksfleksibilitet, hovedsakelig i industrien

Produksjonskapasitet og forbruksutvikling avgjør energibalansen på årsbasis. Magasinene og vanddisponeringen sørger for at vannet kan brukes når forbruket er størst.

Markedet spiller en viktig rolle for å sikre energibalansen og håndtere variasjonene i ressurstilgangen. Markedsmekanismen styrer disponeringen av vannet i vannmagasinene og eksport og import og bidrar til å redusere risikoen for knapphet. I spesielt krevende situasjoner har Statnett og NVE adgang til å iverksette ulike virkemidler for å styrke energibalansen.

*Grunnlaget: Tilstrekkelig produksjonskapasitet og effektiv energibruk*

Energibalansen i Norge defineres som forholdet mellom produksjonsevnen og forbruket i år med normal nedbør, vindforhold og temperaturer. Normalt forbruk er definert ut fra forbruket i år med normale temperaturer. Normalen for både produksjon og forbruk er definert med utgangspunkt i statistikk for de siste 3 tiårene. I forhold til normalen varierer produksjonsevnen mer enn forbruket (se kapittel 2).

---

<sup>5</sup> <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-kraftsituasjonen/>

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Energibalansen i normalår er viktig for energibalansen i tørre år: Har vi en sterk energibalanse (overskudd) i normalår, er det mindre sannsynlig at vi opplever utfordringer i tørre år. Derfor har investeringer både på produksjons- og forbrukssiden stor betydning for energibalanseringen.

I prinsippet følger utbyggingen av produksjonskapasitet forventet utvikling i forbruket. Produsentene vurderer lønnsomheten av investeringer i ny kapasitet med utgangspunkt i prognoser for forbruksutvikling og tilhørende markedspriser. Investeringene påvirkes i tillegg av gjeldende rammevilkår, herunder konsesjonsvilkår, støtteordninger, skatter og avgifter viktige. Vindkraftproduksjonen som er bygd ut det siste tiåret er stimulerte av elsertifikatordningen som innebærer at vindkraftprodusentene, i tillegg til markedsprisen, blir tildelt elsertifikater som forbrukerne er pliktige til å kjøpe. Elsertifikater er som sådan en markedsbasert produksjonsavgift, der prisen avgjøres av tilbud og etterspørsel. Etterspørselen etter sertifikater er politisk bestemt. Den samlede utbyggingen i Norge og Sverige har imidlertid oversteget sertifikatkravet. Elsertifikatene har vært viktige for å få i gang utbyggingen, men videre utbygging styres av prisforventninger og andre rammevilkår.

Forbruket påvirkes også av prisutviklingen, det gjelder både for energibruk i eksisterende industri og bygg, og etablering av nytt forbruk.

### *Sesong- og flerårsmagasiner gir verdifull energifleksibilitet*

Vannkraftmagasinene gjør oss i stand til å lagre vann fra våte til tørre perioder, men det varierer i hvor mye vann magasinene kan lagre og hvor lenge (såkalt reguleringsevne). Flerårsmagasiner er dimensjonert for å lagre vann mellom år, altså fra våte til tørre år. Andre magasiner er først og fremst sesongmagasiner som kan lagre vann fra sommer og høst når tilsigene er høye, til vinteren når tilsigene er lave og forbruket høyt. Magasiner med liten reguleringsevne kan bare lagre vann fra natt til dag eller fra en dag til den neste.<sup>6</sup>

Magasinkapasiteten avgjør hvor mye av tilsigene sommer og tidlig høst som kan lagres til vinteren, og produksjonskapasiteten (installert effekt) avgjør verdien av å spare for å produsere om vinteren. Jo høyere magasinkapasitet et vannkraftverk har, desto bedre kan det tilpasse seg variasjoner i vanntilgangen, og jo høyere produksjonskapasitet det har, desto bedre kan produksjonen tilpasses forbruket.

Flerårsmagasiner er særlig viktige for energibalanseringen i tørrår. Flerårsmagasiner er magasiner det med normale tilsig tar flere år å fylle. Mens sesongmagasinene kan lagre vann innenfor et år (fra mai til april) og derfor stort sett produserer årstilsiget i denne perioden, kan flerårsmagasiner produsere mer enn årstilsiget i løpet av et år. Norske flerårsmagasiner, 17 i tallet, har en lagringskapasitet på 21 TWh og et tilsig i normalår på 14 TWh, og kan i prinsippet produsere hele lagerkapasiteten på ett år. Flerårsmagasinerne utgjør med andre ord en viktig energireserve som kan brukes i tørre år.

---

<sup>6</sup> Fysisk sett kan magasinene kan naturligvis lagre vann så lenge som helst, men når magasinet er fullt, må kraftverket produsere tilsiget etter hvert som det kommer, og dersom det ikke er avsetningsmuligheter, la vann renne forbi turbinene uten å bli omgjort til kraft. Kraftverk med små magasiner må f.eks. produsere overskuddstilsig fra natta neste dag for ikke å tape vann neste natt. Lengre sparing vil derfor ikke gi bedre ressurstilgang i systemet senere.



## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Sesongmagasiner sparer også vann fra ett år til det neste, men her er vanntilgangen avhengig av hvordan tilsigene har vært sommeren og høsten før.

Vannkraftverkene disponerer vannet i magasinene med utgangspunkt i at de skal ha vann å produsere gjennom hele vinteren. Når risikoen for knapphet i vårknipa øker pga. sviktende nedbør eller kalde værutsikter, vil de holde tilbake mer vann. Selv om det er usikkert om det blir knapt i vårknipa og hvor stor knappheten kan bli, vil vanddisponeringen gradvis tilpasses utsiktene. *Vanddisponeringen og incentivene til å spare vann ved usikkerhet til knapphet, er derfor viktig for energibalansen i systemet.*

### *Utenlandsforbindelser er avgjørende for import i tørre år*

Den overordnede forutsetningen for å skape balanse i systemet er at det finnes nok kapasitet. Hva som er nok kapasitet avhenger av hvilke fleksibilitetsegenskaper både produksjon og forbruk har, i tillegg til i hvilken grad man kan utnytte kapasitet og fleksibilitet fra andre områder (mellom prisområder både internt i Norge, Norden og resten av det sammenkoblede europeiske kraftsystemet). Utbyggingen av mellomlandsforbindelser henger sammen med behovet for import av energi i tørre år, men er også viktig for å kunne eksportere energi i våte år.

Muligheten for import og eksport er avgjørende for vanddisponeringen og muligheten for å spare vann i tørre år. Dersom vi må dekke alt forbruk med innenlands produksjon, vil balanseringen i tørre år tas gjennom redusert forbruk. Uten importmuligheter ville vi ikke kunne spare mer vann i magasinene når utsiktene til knapphet øker i tørre år. Utenlandsforbindelsene gjør det altså mulig å spare mer vann i tørre, kalde år, i første omgang gjennom redusert eksport og i neste omgang med økende import etter hvert som sannsynligheten for knapphet eventuelt øker gjennom vinteren.

Hvor stor utvekslingskapasitet vi har, spiller en rolle for vanddisponeringen. For en gitt tørrårssituasjon og alt annet likt innebærer større overføringskapasitet at vi kan importere mer over en kortere periode. Sånn sett trekker økt overføringskapasitet i retning av at sparingen kan starte senere enn før.

### *Forbruket tilpasses ved energiknapphet*

Tilpasninger av forbruk kan også bidra til å bedre energibalansen ved knapphet. Kraftintensiv industri er en viktig kilde til forbruksfleksibilitet i knapphetssituasjoner. Generelt har kraftintensiv industri incentiver til å redusere forbruket dersom kostnadene overstiger inntektspotensialet. Det gjelder også for industri som har fastpriskontrakter på strøm fordi det kan være mer lønnsomt å selge kjøpte volumer tilbake til markedet enn å bruke dem til produksjon av industrivarer. Hvorvidt det er mulig og lønnsomt å gjøre dette, henger sammen med prisen i på produktene de produserer, kontraktsforpliktelser og tekniske egenskaper ved produksjonsteknologien og muligheten til og kostnadene ved å bruke andre energibærere som gass, kull, fjernvarme, avfall osv.

Ut over de tilpasningene av forbruket i industrien som utløses av høye priser, kan Statnett kjøpe energiopsjoner fra større forbrukere hvis de anser at det er forhøyet sannsynlighet for knapphet kommende vinter (se avsnitt om virkemidler under). Opsjonene gir mulighet til utkobling av forbruk (målt i GWh/uke).

Annet forbruket responderer også på høye priser, men tradisjonelt er den kortsiktige responsen på en prisoppgang lav. Høye priser sammenfaller med høyt forbruk, men det kommer av at den underliggende etterspørselen øker. Det er særlig knyttet til oppvarmingsbehovet som øker når det er kaldt, ikke minst fordi Norge har en svært høy andel elektrisk oppvarming. Forbrukerne

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

kan respondere på høye strømpriser ved å senke innetemperaturen i hele bygget eller i noen rom, eller ved å øke bruken av alternative energikilder hvis de har mulighet til det (f.eks. ved).

Høye priser synes imidlertid å påvirke forbruket på lengre sikt: Vi har sett at perioder med høye priser gir økte investeringer i energieffektiviseringstiltak og alternative energiformer, for eksempel varmepumper og solcellepaneler. Sommeren 2022 rapporteres f.eks. etterspørselen etter peiser og vedovner å ha økt betraktelig. Slike investeringer påvirker både effekttoppene og kan gjøre forbruket mer fleksibelt på kort sikt.

### *Markedspriser gir viktige signaler for tilpasninger gjennom vinteren ved utsikter til knapphet*

Markedsprisene spiller en viktig rolle for å opprettholde energibalansen. Både produksjon og forbruk bidrar til energibalansen i markedet både ved å respondere på priser på kort sikt og ved mer langsiktige tilpasninger. På kort sikt kan den enkelte strømkunde redusere energiforbruket ved å redusere innetemperaturen og benytte alternative oppvarmingsystemer. Høye priser stimulerer til investeringer i energieffektivisering og alternative oppvarmingsystemer, noe som demper energietterspørselen over tid.

Markedsløsningen som realiseres i engrosmarkedet, utløser allerede mye av den fleksibiliteten som finnes i kraftproduksjonen og en del av fleksibiliteten på forbrukersiden. I praksis byr vannkraftprodusentene inn en tilbudskurve som reflekterer produksjonskostnadene for ulike produksjonsvolum opp til maksimal kapasitet. Produksjonskostnaden for vannkraften er vannverdien, dvs. den høyeste verdien det er sannsynlig å oppnå i markedet ved å produsere vannet på et senere tidspunkt, dvs. vannverdien.

Vannkraftverk med magasiner kan enten produsere vannet etter hvert som det kommer, eller de kan spare vann til senere. Verdien av å spare vann er den høyeste prisen de kan oppnå på et senere tidspunkt. Om høsten har vannkraftprodusenter som har plass i magasinene og tilstrekkelig produksjonskapasitet, derfor incentiver til å holde vann tilbake slik at de kan produsere mer til vinteren. Den forventede framtidige verdien, altså vannverdien, reflekteres i budet produsentene inngir i markedet. I praksis styres produksjonen i magasin kraftverk med utgangspunkt i et såkalt «siktemagasin», som er den magasinutfyllingen på slutten av tappesesongen som maksimerer den forventede verdien av vannet de har til rådighet. Dersom de sikter for høyt, får de en lavere verdi fordi det vannet som er igjen, har en lavere verdi. Dersom de sikter for lavt, går de glipp av høye inntekter på slutten av vinteren hvis det blir knapphet. Budgivningene underveis reflekterer den optimale magasindisponering for å treffe siktemagasinet, og den løpende vanddisponeringen reflekterer utviklingen i tilsig, forbruk, priser osv. gjennom vinteren.

Hvilke vannverdier som bys inn i markedet, henger sammen med ressursituasjonen generelt og prisene i markedene rundt oss. Markedsprisen reflekterer derfor tilstanden i kraftsystemet. Dersom prisen ute øker, vindkraftproduksjonen blir lavere eller ressursituasjonen i andre prisområder strammere enn forventet, justerer vannkraftprodusentene vanddisponeringen og budkurven for at vanddisponeringen skal bli optimal, dvs. slik at verdien av vannet blir høyest.

Vindkraftprodusentene og andre produsenter som ikke har mulighet til å lagre sin energikilde, byr inn sin forventede produksjon til lav kostnad fordi de har lave produksjonskostnader og taper produksjon dersom de ikke får produsert når vinden blåser. Solkraft har lignende egenskaper. Elvekraftverk uten magasiner må produsere vannet når det kommer på samme måte som vindkraftverk. Disse aktørene er pristakere i markedet, dvs. at de ikke har mulighet til å tilpasse sin produksjon for å oppnå en høyere pris over tid.

En viss forbruksfleksibilitet reflekteres også i markedsprisene: Større kraftforbrukere, i praksis kraftintensiv industri, byr også inn ulike priser for ulike forbruksnivå i den grad de har fleksibilitet. Budene reflekterer da på hvilke prisnivåer det ikke lenger er lønnsomt

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

å opprettholde full produksjon og eventuelt selge kontrahert kraft tilbake til markedet, eller lønnsomt å ta i bruk alternative energikilder hvis de har mulighet til det. Strømleverandørene melder inn det forventede forbruket til sine kunder og tar høyde for forventede tilpasninger til høye kraftpriser basert på erfaringer fra tidligere, men det er hovedsakelig mer langsiktige tilpasninger i industrien som kan bidra til å styrke energibalansen i knappe år.

Samlet innebærer dette at dersom sannsynligheten for knapphet i vårknipa øker, øker vannverdiene og dermed importen. Markedsprisingen er altså avgjørende for energibalanseringen i dag. Utviklingen i markedsprisene *gjennom vinteren* reflekterer sannsynligheten for knapphet på slutten av vinteren. Dersom magasinfyllingen er lav ved inngangen til vinteren, blir prisene høyere enn ellers og produsentene vil holde igjen mer, forbrukerne vil spare mer og vi vil få høyere import (eventuelt lavere eksport). I starten av vinteren er usikkerheten stor, og markedet tar høyde for at det kan bli kaldt i januar og februar. Etter hvert som vinteren skrider fram, blir horisonten kortere og utfallsrommet, og dermed usikkerheten, mindre. Dersom januar og februar blir milde, kan prisene falle fram mot vårknipa.

Markedsløsningen inkluderer handel med utlandet og handel mellom prisområdene. Prisområdene eksporterer til nærliggende prisområder som har høyere priser og importerer fra prisområder som har lavere priser. Eksport og import bestemmes for hver time. Import bidrar dermed også til å oppnå balanse når produksjonen er lavere enn forbruket i et prisområde. Dersom hele utvekslingskapasiteten til eller fra et område utnyttes, blir områdeprisene ulike.

Over tid bidrar handelen til å utjevne forskjeller i magasinsituasjonen mellom prisområder. Hvis ressursituasjonen er ulik i ulike prisområder ved inngangen til vinteren, får vi lavere priser og eksport fra områder med høy magasinfylling til områder med lav magasinfylling. Overføringskapasiteten mellom områdene er imidlertid en begrensende faktor og kan i gitte situasjoner gi vedvarende prisforskjeller, slik de vi har sett mellom nord og sør i Norden i 2022. Her begrenses prisutjevningen av overføringskapasiteten mellom nord og sør både i Norge og Sverige og en usedvanlig stor forskjell i ressursituasjon.

Markedsprisene er også viktige for å gi signaler om verdien av å investere i ny produksjonskapasitet. Investeringer gjøres på basis av forventninger om framtidige priser og risikovurderinger. Forward-markedene – der aktørene kan sikre prisen for hele eller deler av produksjonen og/eller forbruket – signaliserer markedsaktørenes samlede vurderinger av prisutviklingen framover. Forward-markedene er imidlertid lite likvide utover de neste 3-5 årene, mens kraftproduksjon har en horisont på 20-40 år. I praksis tas investeringsbeslutninger dessuten minst 3 år før produksjonen kommer i gang. Markedene for langsiktige kontrakter er bilateralt og dermed er ikke prisinformasjon offentlig tilgjengelig. Det innebærer at kommersielle investeringsbeslutninger, inkludert beslutninger om å inngå langsiktige avtaler, først og fremst er basert på analyser av prisutviklingen. I den sammenhengen er velfungerende markeder basert på fundamentale forhold i markedene – produksjonskapasitet, produksjonskostnader, teknologiutvikling, utvekslingskapasitet, forbruksutvikling, energipriser og CO<sub>2</sub>-pris, m.m. – avgjørende for å analysere prisutviklingen som grunnlag for investeringsbeslutninger. Mange faktorer vil være usikre, ikke minst om utviklingen i politikk og rammebetingelser, som håndteres gjennom scenario-analyser, men det at markedene og handelen er basert på underliggende kostnader og en klar markedslogikk og -dynamikk, gir likevel et mye bedre grunnlag for å ta investeringsbeslutninger, og dermed lavere usikkerhet, enn et marked preget av politiske inngrep, svak konkurranse og liten transparens.

En stor del av investeringene i ny produksjonskapasitet er direkte og indirekte drevet av politikk gjennom ulike støtteordninger. Utfasing av kull-, kjerne- og gasskraftkapasitet er også i mange land drevet av direkte politiske beslutninger (krav, sluttdato, m.m.). Støtteordninger har de siste par tiårene i stadig større grad blitt markedsbaserte. Markedsprising gjør det også mulig å utforme mer

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

effektive støtteordninger slik at markedsverdien av produksjonen også påvirker investeringene. Markedsprisene påvirker f.eks. lokaliseringen av ny produksjon og sammensetningen av produksjonen, f.eks. er markedsverdien av vind- og solkraft ulik fordi de har ulike produksjonsmønstre.

#### *Myndighetene kan iverksette virkemidler til å styrke energibalansen i særlig anstrengte år*

I forbindelse med den anstrengte kraftsituasjonen vinteren 2002/2003 fikk Statnett ansvar for å utvikle et virkemiddel for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS-tiltak). Formålet med SAKS er å redusere risikoen for rasjonering i vårknipa. SAKS-tiltakene griper inn i markedet på ulike måter og kan påvirke priser, vanddisponering og forbrukeratferd.

Alle SAKS-tiltak må godkjennes av NVE. Blant kravene til SAKS-tiltak er at de reduserer risikoen for rasjonering, at de ikke endrer markedets investeringsprofil eller produksjonsprofil, og at de ikke bryter med europeisk lovgivning. Et nordisk energiproblem kan ikke løses i ett land. Eksisterende virkemiddel er derfor i første omgang utformet for å kunne bidra i en regional knapphetssituasjon.

Tiltak som må planlegges og iverksettes før en SAKS oppstår, som for eksempel minimumsmagasin, regnes ikke som et SAKS-tiltak. Statnett har identifisert følgende SAKS-tiltak (Statnett, 2014):

1. Energiopsjoner i forbruk (ENOP) (eneste SAKS-tiltak på forbrukssiden)
2. Reservekraftverk
3. Bruk av nødaggregater
4. Avtaler (opsjoner) med eksisterende produksjonsanlegg om å tilgjengeliggjøre kraftproduksjon

Følgende tiltak regnes ikke som SAKS-tiltak, men kan benyttes dersom kraftsituasjonen er stram:

1. Opprette nye Elspot-områder
2. Innhente detaljert informasjon fra aktørene
3. Gi mer informasjon til aktørene
4. Avlyse revisjoner på nett- og produksjonsanlegg
5. Informasjonskampanje mot allmennheten
6. Systemvern og/eller reservekomponenter for å øke importkapasiteten til område
7. Utkobling av kjeler som ikke allerede er koblet ut
8. Driftskobling med redusert driftssikkerhet (N-0 eller N-1/2)

Siden sesongen 2006/2007 har Statnett søkt om to typer SAKS-tiltak: ENOP og reservekraftverk.

*Energiopsjoner i forbruk (ENOP)* innebærer at Statnett kjøper opsjoner på nedregulering av forbruk, målt i GWh/uke, som kan utløses i vintersesongen. Forbrukerne som er med, garanterer systemansvarlig et gitt volum for nedregulering og får en opsjonspremie for volumet og en variabel inntekt dersom opsjonen utløses. Opsjonene kan kun utløses fra uke 1 til 20 forutsatt at NVE gir tillatelse til det.

Aktørene har mulighet til å by på et standardprodukt som har varslingsstid på en uke og varighet av nedregulering fra to til 20 uker. Ordningen skal redusere sannsynligheten for rasjonering for større regioner eller landet som helhet, og er ikke ment å benyttes på lokale problemer. Opsjonsavtalene skal inngås i forkant av det hydrologiske året, og gjennomføres før utgangen av juni. Dette fordi budrunden og behovsvurderingen ikke skal bli påvirket av den aktuelle kraftsituasjonen.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Foran hvert hydrologiske år må Statnett ta stilling til i hvilken grad og omfang det er behov for å ha ENPO tilgjengelig. Behovsvurderingen tar utgangspunkt i produksjonskapasitet, eksisterende forbruk, importkapasitet og sårbarhet for langvarige feil i hvert område, og bygger på simuleringer i samkjøringsmodellen supplert med erfaringer fra kraftmarkedet. Viktige utvalgsriterier er geografisk plassering av forbruksenheten, nedreguleringsvolum, fleksibilitet i budene, budt opsjonspremie og innløsningspris.

Statnett har ikke søkt om tillatelse til energiopsjoner siden vinteren 2015/2016, og da var energiopsjoner avgrenset til Midt-Norge. Da var det til sammen 3 konsern som ga bud på nedregulering av sammen 3 industrianlegg. Maksimalt tilbudt effekt var 218 MW. Ved inngangen til vintersesongen 2015/2016 lå magasinfyllingen godt over medianverdien og det ble ikke søkt om utløsning av opsjonene.

I 2006 godkjente NVE *reservekraftverk* som SAKS-virkemiddel, gitt at anleggskonsesjon er innvilget og nødvendige tillatelser gitt. Kraftverk skal i utgangspunktet bare brukes når faren for rasjonering er høy, og etter at alle andre virkemiddel er brukt. Siden 2006 har to reservekraftverk med en kapasitet på 150 MW hver fått anleggskonsesjon. Disse ble lagt på Nyhamna og Tjeldbergodden med bakgrunn i at sterk forbruksøkning og svakt nett kunne føre til energiknapphet i perioder. I 2017 søkt Statnett om tillatelse til å legge ned begge reservekraftverkene, som følge av bedre nettkapasitet til regionen (NVE, 2022)

### 3.2.3 Hvilke utfordringer kan vi få i fremtiden?

Det er flere utviklingstrekk som gjør at situasjonen framover vil være annerledes enn den har vært til nå, og som kan ha betydning for systemets evne til å skape energibalanse. De viktigste er:

- Den norske kraftbalansen blir strammere mot 2030, utviklingen deretter
- Overføringskapasiteten mot utlandet er større enn før
- Systemene rundt oss blir mer preget av uregulerbar, væravhengig produksjon

I dette avsnittet drøfter vi kvalitativt hva de ulike endringene betyr for energibalanseringen i Norge. En egen tekstboks illustrerer tørrårsutfordringen i 2030 basert på en modellanalyse med værårsdata for 2010.

*Strammere kraftbalanse tilsier at vi får behov for import i flere år og større importbehov i tørrår*

Sist vi hadde underskudd på kraftbalansen i normalår var i 2008. Siden har kraftbalansen vært positiv og variert mellom rundt 6 og vel 13 TWh. Kraftbalansen styrket seg kraftig i 2019 og 2020, først og fremst pga. utbygging av vindkraft på land. Økt forbruk fra elektrifisering og utbygging av ny kraftintensiv industri, kombinert med lite utbygging av ny kapasitet det nærmeste tiåret, gir en strammere kraftbalanse framover og kan gi en svakt negativ kraftbalanse rundt midten av 2020-tallet (ref. avsnitt 2.3).

Vannkraften er særlig utsatt for variasjoner i tilsig mellom år. Det norske kraftsystemet kommer til å bli mindre utsatt for svingninger i årlig energiproduksjon når andelen vindkraft og solkraft øker. Energieffektivisering og elektrifisering vil trolig også bidra til at etterspørselen vil variere mindre mellom varme og kalde år enn før.

Variasjonene i tilsiget til vannkraftverkene vil likevel fortsatt prege det norske kraftsystemet. Samtidig gjør magasinkapasiteten at Norge mer effektivt enn de fleste andre land kan lagre overskuddsproduksjon av energi fra sol og vind til vinterenergi. Vindkraft krever relativt mindre lagringskapasitet enn solkraft for å omgjøres til vinterenergi siden vindkraftproduksjonen er høyere om vinteren enn om sommeren.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Med en strammere kraftbalanse i normalår vil vi få energiunderskudd i flere år enn i dag: Overskudd i normalår representerer en buffer i systemet. Jo strammere kraftbalanse i normalår, desto flere år vil vi ha behov for import, og desto større blir importbehovet i ekstreme tørrår. Det tilsier flere år med relativt lave magasininnfyllinger, høyere vannverdier og høyere priser, særlig gjennom høsten og vinteren. Vi må også forvente at det betyr at vi vil få flere år med bekymring for rasjonering i vårknipa der det blir aktuelt å sette i verk SAKS-tiltak, som f.eks. innkjøp av energiopsjoner. Samtidig vil høyere vinterpriser stimulere til energieffektivisering og tilpasninger som kan gjøre energietterspørselen mer fleksibel, f.eks. mer fleksible oppvarmingssystemer.

### *Større utvekslingskapasitet øker importkapasiteten i tørrår og gir oss tilgang til flere importkanaler*

Importkapasitet og økt innslag av andre produksjonsformer gjør oss i prinsippet mindre sårbare for svingninger i tilsigene. I løpet av 2021 har utvekslingskapasiteten økt med om lag 30 prosent. Alt annet like gjør større importkapasitet det lettere å sikre energibalansen i tørrår. Det gir oss både kapasitet til å importere mer og til å dekke importbehovet for å klare oss gjennom vårknipa over en kortere periode.

Økt utvekslingskapasitet trekker derfor i retning av at kraftprodusentene kan vente lenger med å holde tilbake vann i magasinene enn før, når sannsynligheten for knapphet i vårknipa øker. Vanndisponeringen påvirkes av forventningene om fremtidige priser, og fremtidige priser påvirkes av overføringskapasiteten. Alt annet like tilsier den økte importkapasiteten at produsentene kan gå inn i tappesesongen med lavere magasininnfylling og spare mindre vann i starten av tappesesongen, enn de ellers ville gjort.

Det at vi kan importere det vi trenger i løpet av en kortere periode, gjør at vi kan starte importen på et senere tidspunkt, og da har vi også bedre grunnlag for å vurdere hvor knapt det kan bli. Vanndisponeringen styres av samme dynamikk som før, men blir annerledes fordi importkapasiteten har økt.

Generelt er det slik at jo mer vi kan importere og jo tidligere vi kommer i gang, desto tryggere er vi. Men med økt importkapasitet kan vi, alt annet likt, med større trygghet vente lenger med å starte import dersom vi trenger det.

Denne dynamikken trekker på den ene siden i retning av at vi blir mer sårbare for utfall av overføringskapasitet; Vi risikerer at idet vi trenger import, faller en eller flere viktig forbindelse ut eller det er knapphet på energi også ellers i Europa. På den annen side gjør flere forbindelser og direkte forbindelser til flere markeder oss mindre avhengige av kapasiteten på enkeltforbindelser – hvis én kabel faller ut, har vi flere andre og større restkapasitet å spille på. Det er usikkert i hvilken grad vannkraftprodusentene vil ta hensyn til denne risikoen i sine disponeringer, men de vil neppe se helt bort fra den all den tid historikken viser at kabler faller ut fra tid til annen pga. tekniske feil, og kan være ute lenge, og at utvekslingskapasiteten også kan bli redusert pga. utfordringer i interne nett.

Merk at det først og fremst er utfall som skjer i eller ved inngangen til vårknipa som utgjør en risiko, markedet vil ha god mulighet til å tilpasse seg utfall og kapasitetsreduksjoner som skjer tidligere.

### *Endringene i kraftsystemene rundt oss øker usikkerheten om importmuligheter i tørrår*

Med importbehov i tørre år er vi sårbare for svingninger i markedene rundt oss. I det termiske systemet man nå er på vei bort fra, må man sørge for å ha nok effekt til toppplasttimene. Det betydde at man i alle andre timer hadde ledig kapasitet og kunne øke produksjonen på kort varsel og opprettholde økt produksjon over tid dersom vi hadde behov for å importere energi gjennom vinteren og vårknipa. Da var vi i år med importbehov først og fremst sårbare for utviklingen i brenselprisene og eventuelle produksjons-

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

problemer, f.eks. med kjernekraften. Med et mer værutsatt produksjonssystem i landene rundt oss, endres variasjonene og vår sårbarhet for den. Endringene betyr at produksjonen blir mer væravhengig og mindre regulerbar. Det kan bli vanskeligere å øke energiproduksjonen når vi har underskudd i Norge.

Spørsmålet er om vi fortsatt kan regne med å få tilstrekkelig import via markedet i en tørr vinter. Blir vi overlatt til oss selv hvis det ikke finnes mer å hente og vi har stor underdekning i eget system? Det kommer an på hvordan landene rundt oss vil håndtere utfordringene i et mer væravhengig system. Som beskrevet i kapittel 2, er energiutfordring i systemene på kontinentet annerledes enn hos oss og knytter seg til perioder med såkalt «dunkelflaute» i kombinasjon med høyt forbruk. *Disse utfordringene er de avhengige av å løse.* Det er ingen grunn til å tro at myndighetene i EU eller i de enkelte medlemslandene ikke vil sette i verk tiltak for å sikre energiforsyningen til innbyggere og næringsliv. Den raske omstillingen av energisystemet innebærer imidlertid at det kan bli noen år med store variasjoner i både priser og ressursituasjon fram mot 2030.

De mest aktuelle løsningene er hydrogen og kjernekraft og/eller gasskraft (fortrinnsvis med CCS).

Både vindkraft og solkraft produserer i perioder mye mer enn det som forbrukes. Da blir prisene lave og noe av overskuddet vil bli lagret i batterier og i form av hydrogen. Hydrogen kan brukes til kraftproduksjon eller i fleksible oppvarmingssystemer. Norsk vannkraft konkurrerer med hydrogen som lagringsmedium for overskuddskraft fra vind og sol, og er mye billigere. Vi vil trolig derfor ha store muligheter til å importere overskuddsenergi fra landene rundt oss – også i tørre år.

Alternativt – dersom det viser seg at det ikke blir mulig (eller for dyrt) å utvikle tilstrekkelig batteri- og hydrogenlager – vil løsningen trolig være kjernekraft og/eller gasskraft. Kjernekraft gir stabil energiproduksjon. Gasskraft kan enten holdes i reserve utenfor markedet (strategiske reserver) eller motta kapasitetsbetaling i tillegg til inntekter fra energi som tilbys i markedet, dvs. driftes med utgangspunkt i markedsprisene. Det blir mer aktuelt dersom gasskraftverkene ikke kun benyttes som effektreserve, men også i dunkelflaute-situasjoner. I det siste tilfellet, vil gasskraftverk på kontinentet også representere fleksibel energiproduksjon som vil komme Norge til gode. (Merk at vi selv i en tørr vinter kan ha netto eksport i – i vår sammenheng – relativt kortvarige dunkelflaute-perioder, og fortsatt ha betydelig energiimport i løpet av vinteren.)

Det er også grunn til å tro at det tilgjengelige potensialet for forbruksfleksibilitet vil øke også i andre land fordi det er en sentral forutsetning for å balansere et fornybart energisystem. I forbindelse med den pågående energikrisen med tilhørende ekstrempriiser på gass og kraft i Europa, ser vi at det blant annet fokuseres på energieffektivisering og økt forbruksfleksibilitet. Samtidig som EU fortsetter med ambisiøse mål for energiomlegging og avkarbonisering, øker fokuset på energisikkerhet. I skrivende stund (september 2022) snus alle steiner og det er usikkert hvordan utfordringene vil påvirke rammebetingelsene og markedsdesign. **I vår videre analyse legger vi likevel til grunn at energisystemet i Europa fortsatt vil preges av det grønne skiftet og at rammebetingelsene fortsatt vil utvikles på grunnlag av mål om effektiv og rasjonell ressursutnyttelse på tvers.**

Konsekvensen kan likevel være at vi ikke får like mye import eller at vi må ha import i en lengre periode for å være på den sikre siden. Nettoimporten vi har uke for uke vil trolig variere mer, og det vil også reflekteres i prisene. Vi må regne med at vi får netto eksport i noen uker når vindkraftproduksjonen er lav på kontinentet og i UK, selv i perioder der vi har lav magasinifilling og behov for import for å sikre oss mot knapphet i vårknipa. Slike variasjoner og risiko for perioder med lav vindkraftproduksjon er imidlertid noe det kan forventes at vannkraftprodusentene tar høyde for i sin vanddisponering.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Dersom landene rundt oss har utfordringer med å dekke sitt eget energibehov, vil disse problemene smitte over på oss. Det ser vi i dagens marked (2022), der en akutt knapphet på gass i Europa har gitt skyhøye priser som også preger markedet i Sør-Norge. Inntil denne situasjonen oppsto, på grunn av Russlands invasjon i Ukraina, var det ventet at gasskraft ville fungere som en buffer i omleggingen til et stadig mer vind- og solkraftbasert kraftsystem i Europa, inntil energilagringssystemer, særlig hydrogen, og mekanismer for økt forbruksfleksibilitet kom på plass. Det øker risikoen for knapphet i hele det europeiske kraftsystemet og dermed også risikoen for knapphet i vårknipa når det er tørt hos oss og at vi ikke kan være helt sikre på at vi kan få import når vi trenger det i en norsk knapphetssituasjon. Nå kan det hende at vi vil få en periode der det er større energiknapphet på kontinentet, samtidig som vi går mot en strammere kraftbalanse her hjemme.

Utvekslingskapasiteten vi har med utlandet, gir oss i utgangspunktet god tilgang til import. Selv om vi er en del av et integrert kraftsystem og -marked, vet vi at det oppstår flaskehalser og knapphet i ulike deler av systemet. Det er derfor isolert sett en styrke at vi har utvekslingskapasitet til flere land. Men det er ikke en styrke når systemet utsettes for sjokk som rammer alle samtidig.

Oppsummert tilsier en strammere kraftbalanse at vi blir mer avhengige av import for å opprettholde energibalansen og komme oss gjennom vårknipa uten knapphet. Økt overføringskapasitet gir oss mer importkapasitet. Samtidig får systemene rundt oss mindre regulerbar produksjon og blir mer væravhengige, men de må også sørge for å ha nok energi, effekt, fleksibilitet og lagringskapasitet. Samlet sett er det derfor ikke opplagt at usikkerheten om vi får tilstrekkelig import øker.

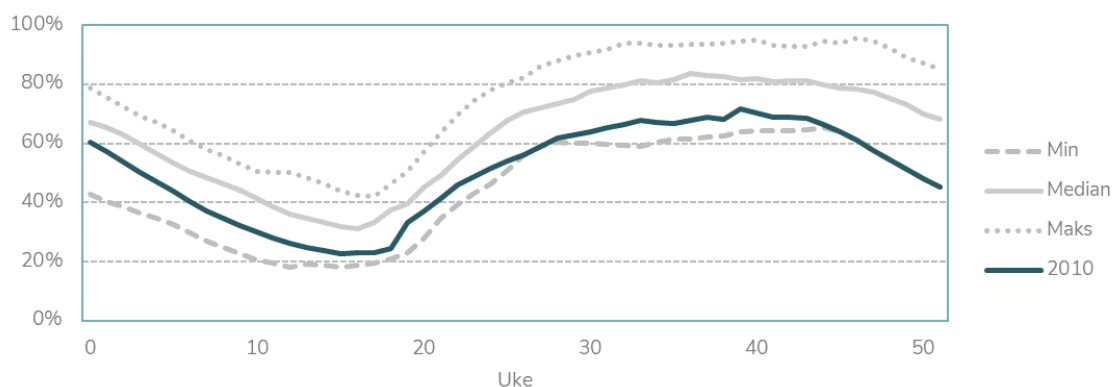


*Tekstboks: Modellillustrasjoner*

I det følgende viser vi noen modellsimuleringer som illustrerer utfordringen og mulighetene i år med energiknapphet.

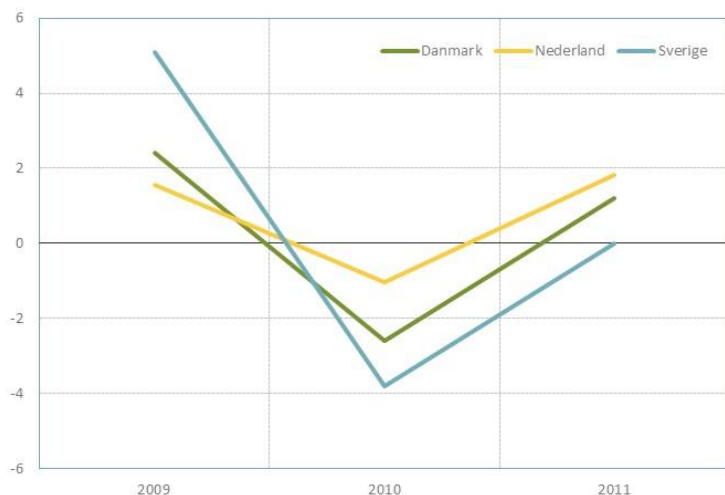
Vi tar utgangspunkt i tilsigs- og temperatursituasjonen i ekstremåret 2010. Energifakta Norge beskriver situasjonen vinteren 2009/2010 slik: *Forsyningsikkerheten kom i fokus vinteren 2009/2010 som følge av en kombinasjon av kaldt vær, tilsigssvikt og en betydelig reduksjon i tilgjengeligheten ved svenske kjernekraftverk. Vinteren 2010/2011 var også preget av rekordlave magasininnfyllinger og rekordhøye kraftpriser i enkelte timer, som følge av en lengre periode med lave temperaturer og tilsig.* Ifølge NVE sin magasinstatistikk var det lav nedbør, tilsig og magasininnfylling i alle norske budområder, noe som førte til at Norden generelt og store deler av Norge var avhengig av kraftimport (Statnett, 2011).

**Magasininnfyllingsgrad i Norge 2010**



To kalde vintre på rad førte til at 2010 startet med lav magasininnfylling, samtidig som det var et rekordhøyt forbruk allerede på starten av året. Nyttbart tilsig i 2010 var vel 101 TWh (NVE), mens vannkraftproduksjonen var på 117 TWh (SSB), dvs. at 16 TWh produksjon ble hentet fra energilagere i vannkraftmagasinene. I tillegg bidro kraftimport fra utlandet til å håndtere situasjonen. Nettoimporten til Norge i dette året var med 7,5 TWh uvanlig høy. Figuren under viser netto eksport (negativ verdi betyr netto import) mot Danmark, Nederland og Sverige i 2009, 2010 og 2011. Selv om den direkte importen kom via disse forbindelsene, vil noe av kraften vi importerte, ha sitt opphav i f.eks. Tyskland, som vi ikke hadde direkte forbindelse til da.

**Kraftutveksling med de viktigste landene 2009-2011 (positivt tall: eksport fra Norge, negativt tall: import til Norge)**

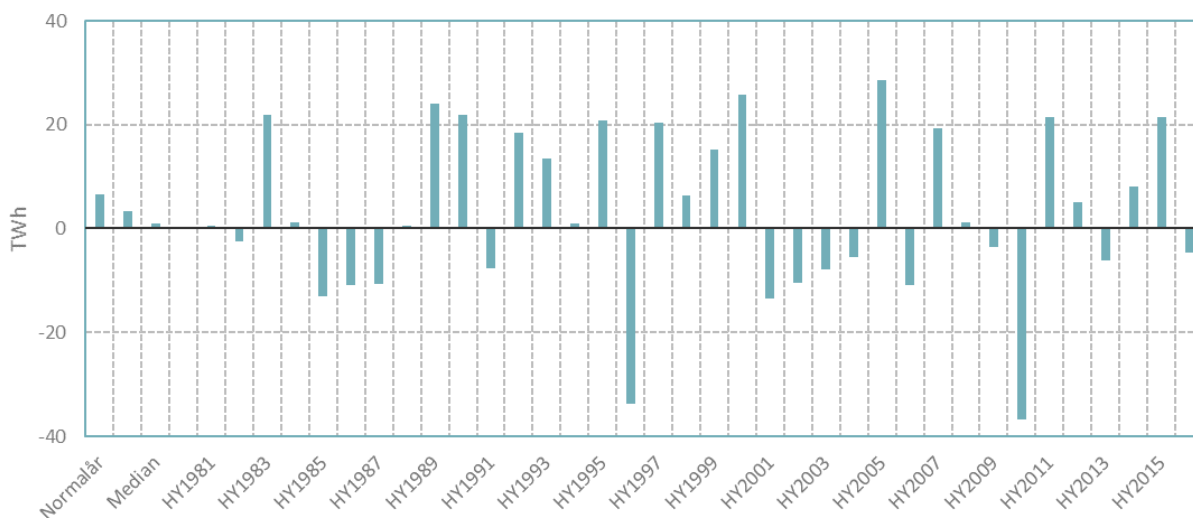


Kilde: (CBS, 2022), (SCB, 2012) og (Energistyrelsen, 2022)

**Mot 2030 både i Norge og i landene rundt oss og energifleksibiliteten fra regulerbare termiske kraftverk i Sverige, Danmark og Nederland, som bidro til å håndtere 2010-situasjonen i Norge, reduseres.**

Simuleringer gjort i THEMAs kraftmarkedsmodell (Best Guess-scenarioet), viser at det fortsatt kan forventes et kraftoverskudd i Norge på omtrent 7 TWh i 2030 i et år med gjennomsnittlig vær. Kraftbalansen varierer imidlertid betraktelig når man analyserer situasjonen i 2030 med ulike værårsdata (se figur under). Ekstreme historiske tørrår (særlig 1996 og 2010) gir et underskudd i Norge på i størrelsesorden 35 TWh. Det kan dekkes ved at det produseres mer enn årstilsiget fra flerårsmagasiner, import og forbrukstilpasning.

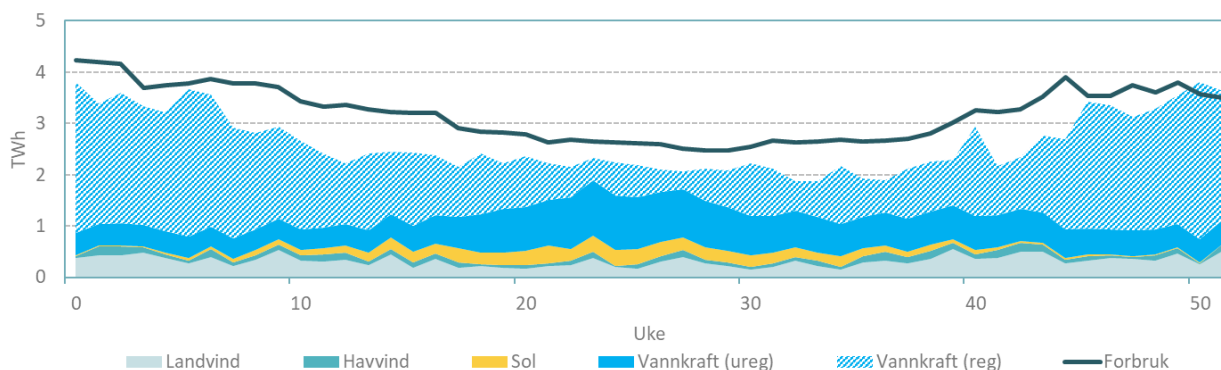
**Kraftoverskudd (positivt) og underskudd (negativt) for ulike værår**



Blir været i 2030 som i 2010, og vi legger til grunn at vi importerer hele underskuddet, importerer vi omtrent 1 TWh per uke i de trangeste periodene (se figur under) for å dekke energiunderskuddet. Modelleringen tar ikke hensyn til bruk av flerårsmagasiner eller etterpørselstilpasning av betydning.

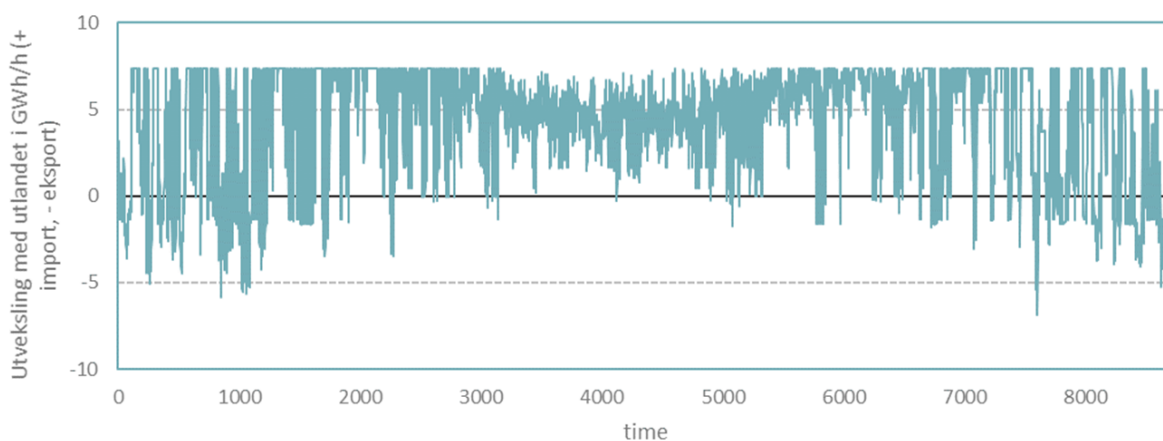
Samlet kapasitet på utenlandsforbindelsene er 8,8 GW, tilsvarende en importkapasitet på knapt 1,5 TWh pr. uke dersom all kapasitet brukes til import i alle timer. Modellsimuleringene viser at vi har netto import i alle uker og at nettoimporten er størst i ukene fram mot vårknipa (rundt midten-slutten av april). Importen utover sommeren, etter vårknipa, reflekterer behovet for (verdien av) å fylle opp vannmagasinene mot neste vinter.

**Gap mellom forbruk og fornybarproduksjon i et tørrår i Norge**



Ser man på utvekslingen time for time (figur under), og fortsatt antar at hele underskuddet dekkes gjennom import, så bruker Norge den maksimale importkapasitet i mer enn 1200 timer i et tørrår. Til sammenligning utnytter vi bare maksimal importkapasitet 120 timer i et normalår. Timene med maksimal import fordeler seg imidlertid over hele året, og i alle ukene har vi både timer med eksport og timer med import. Med andre ord har vi fortsatt en del importkapasitet å gå på.

***Kraftutveksling med utlandet i et tørrår, time for time (positive tall: import til Norge, negative tall: eksport fra Norge)***



Simuleringen bygger på optimal vanddisponering og «perfect foresight», dvs. at produsentene har full informasjon om hvordan både temperaturer og tilsig vil utvikle seg framover. Usikkerheten tatt i betraktning vil den faktiske vanddisponeringen avvike fra den simulerte. Det innebærer imidlertid ikke nødvendigvis at vannkraftprodusentene vil vente lenger med å holde igjen eller at de vil holde tilbake mindre – det kommer an på hvordan de vurderer oppsiden for vannverdiene (dersom det blir kaldere og knappere) mot nedsiden for vannverdiene (mildere og våtere).

Selv om en eventuell energiknapphet materialiserer seg i vårknipa, vil knapphetssituasjonen utvikle seg gradvis gjennom vinteren. I løpet av april er kraftforbruket i Norge per i dag ca. 11-12 TWh (NVE, 2022). I 2030 kan det øke til 12,5-13,5 TWh frem til 2030. Importkapasiteten er omtrent 1,5 TWh, solkraftproduksjonen 0,8 TWh, vindkraftproduksjonen 2,1 TWh og uregulert vannkraftproduksjon omtrent 2,6 TWh. Vi må altså sørge for å ha 6,5 TWh magasinkraft og forbruksfleksibilitet tilgjengelig hvis vi skal unngå rasjonering. Det kan vi ikke trylle fram over natta, vi må starte import tidligere og vi må starte sparingen tidligere. Hvor tidlig som er tidlig nok, vil variere fra tørrår til tørrår. Import er en viktig bidragsyter – og utløses som følge av at produsentene holder tilbake vann i magasinene. Energiopsjoner kan også bidra. Det vil også skje implisitte tilpasninger i forbruket, men hvor store disse er, kommer an på konjunkturer og temperaturer, og er vanskelige å anslå.

Selv om det oppstår en situasjon tilsvarende mars 2011 da magasinfyllingen var rekordlav (16 TWh med dagens magasinkapasitet), klarer modellen å løse situasjonen med import fra utlandet. I løpet av mars 2011 ble det importert 2,2 TWh inn til Norge, noe som tilsvarer fullt import i 50 prosent av alle tiden med daværende overføringskapasitet mot utlandet (ca. 6,2 GW). Det er viktig å påpeke at simuleringene forutsetter at fornybarutbyggingen i utlandet skjer som planlagt, at det fortsatt er noe gasskraft som kan øke produksjonen i Tyskland og Storbritannia i 2030, og at det er tilstrekkelig overføringskapasitet tilgjengelig i disse periodene.

### 3.3 Effektbalansering

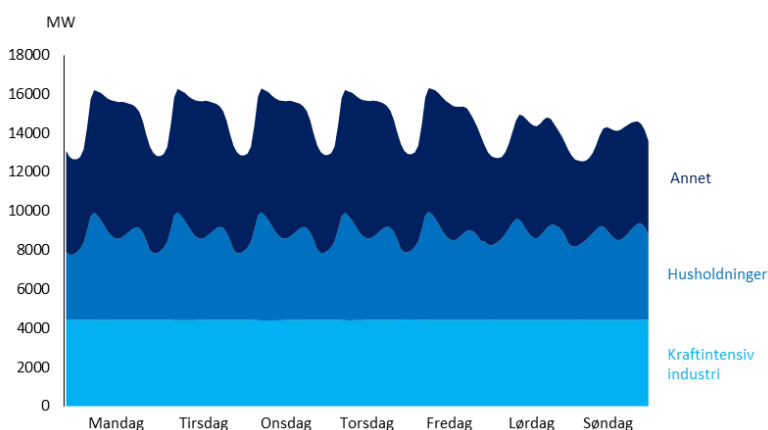
Effektutfordringer oppstår som regel i topplasttimene i på morgenen (07-11) og på ettermiddagen (17-19) på de kaldeste vinter(hver)dagene og følger forbrukstoppene fra husholdninger og næringsbygg. Forbruket fra industrien er relativt flatt over året, uka og døgnet. Strammere energibalanse som følge av en sterk økning i industriforbruket og lite ny regulerbar kapasitet bidrar til at effektutfordringene oppstår oftere. Dersom vi i tillegg får økte effekttopper på morgenen og ettermiddager pga. elbillading, vil det bidra til å øke utfordringen. Feil og utfall av produksjon eller viktige strømlinjer kan også gi effektutfordringer. I timer med effektknapphet i Norge kan vi få import, med mindre det samtidig er effektknapphet i alle landene vi er koblet til samtidig. En raskere utfasing av regulerbar produksjon fra kull, gass og kjernekraft i Europa øker usikkerheten om vi kan få import i alle knapphets-situasjoner framover. Økt produksjonskapasitet generelt og økt reguleringsevne i eksisterende kraftverk spesielt, vil bidra positivt til å redusere effektutfordringen. Forbruksfleksibilitet og energilagring er også viktige kilder til effektbalansering.

Dette kapitlet beskriver effektutfordringer i det norske kraftsystemet, hvordan effektbalansen sikres i dag og hvilke utfordringer med effektbalanseringen vi kan vente oss fremover. Etter 2030 er det stor usikkerhet knyttet til utbygging av ny produksjonskapasitet og endringer i forbruksmønstre og -fleksibilitet. Det er derfor hovedsakelig utviklingstrekk frem mot 2030 som belyses.

#### 3.3.1 Utfordringen

Selv om det er likevekt mellom energiproduksjon og -forbruk år for år, kan det oppstå utfordringer med markedsliveekten i timene med høyest effektuttak (topplasttimene). Effektuttaket i Norge er høyest i topplasttimene på morgenen (07-11) og ettermiddagen (17-19) på de kaldeste vinter(hver)dagene og følger forbrukstoppene fra husholdninger og næringsbygg. Forbruket fra industrien er relativt flatt over året, uka og døgnet. Økt døgnvariasjon og høyere topplasttimer øker sannsynligheten for effektutfordringer på de kaldeste dagene, f.eks. dersom elbiler lades raskt på ettermiddagen framfor saktere eller på natten. En strammere energibalanse vil også bidra til å øke effektutfordringene ved å flytte hele forbrukskurven oppover. Effektutfordringer kan også oppstå regionalt ved langvarig utfall av Statnetts sentrale strømlinjer eller viktige produksjonsanlegg i kalde perioder.

Figur 20: Estimerte gjennomsnittlige ukeprofiler for kraftintensiv industri, husholdninger og næringsbygg (inkl. diverse)



Kilde: (Statnett, 2018)

De siste tiårene har det vært god effektbalanse i Norge, altså har tilgjengelig produksjonskapasitet kunnet dekke maksimalt effektforbruk gjennom året. Selv i de strammeste timene har Norge i dag et effektoverskudd på rundt 500 MW (NVE, 2022). Tilgang

på regulerbar vannkraft har gitt mye kortsiktig fleksibilitet og overskudd av effekt. Importkapasiteten representerer også en betydelig effektreserve, men import avhenger av at det er overskudd på effekt i markedene rundt oss. For at det skal oppstå effektutfordringer må altså forbruket overstige produksjonskapasiteten og mulighetene for import i toppplasttiden må være lavere enn behovet for å dekke effekttoppen.

### 3.3.2 Hvordan sikres effektbalansen i dag?

Det norske systemet har per i dag ikke en utfordrende effektbalanse i og med at det er installert mer sikker produksjonskapasitet enn forbruket i toppplasttiden på de kaldeste dagene. Normalt har det da også vært relativt små prisvariasjoner over døgnet. Større prisvariasjoner pr. time, som vi har sett en del av i 2022, vil styrke produsentenes incentiver til å øke effektkapasiteten og forbrukernes incentiver til å redusere forbruket i høypristimer.

I tillegg til økt effektknapphet i Norge, vil perioder med effektknapphet i Europa resultere i høye priser i enkelttimer i Norge. Prisene reflekterer da ikke en reell effektknapphet hos oss, men gir likevel samme priseffekt som en nasjonal knapphet. Importerte prisvariasjoner over døgnet og uka styrker også incentivene til å tilpasse produksjon og forbruk over døgnet.

Vannkraftsystemet vi har i Norge, er i utgangspunktet svært fleksibelt, og kostnadene ved å variere produksjonen er også relativt små. Utsikter til større prisvariasjoner i markedet gir økonomiske incentiver til å øke effektkapasiteten i forhold til det som er nødvendig for å unngå sløsing av vann.

I situasjoner der Norge eller naboland kommer opp i en svært stram effektsituasjon kan det oppstå effektsvikt. Dersom tilgjengelige produksjonsbud pluss import ikke kan dekke de uelastiske etterspørselsbudene i ett eller flere budområder, vil gjeldende budområder få maksimalpris. I et slik tilfelle løser markedsalgoritmene balanseproblemet med en avkortning i etterspørselen etter bestemte regler nedfelt i den europeiske markedsklareringen (local matching og curtailment sharing). I praksis vil alle som har gitt et uelastisk etterspørselsbud få den samme relative reduksjonen tildelt ved markedsklareringen. De som ikke frivillig klarer eller vil redusere etterspørselen må betale ubalanseprisen. Som hovedregel vil forbruk i land (eller prisområder) som har tilstrekkelig med produksjonskapasitet til å dekke eget forbruk, ikke bli avkortet.

### 3.3.3 Utfordring fremover: En strammere effektbalanse mot 2030 og deretter trolig en bedring

Det er i hovedsak fire utviklingstrekk som peker mot at Norge får en strammere effektbalanse fremover (NVE, 2022):

- Økt etterspørsel etter elektrisk kraft
- Mer variabel kraftproduksjon
- Lite ny regulerbar kraftproduksjon
- Tilsvarende utvikling i resten av Europa

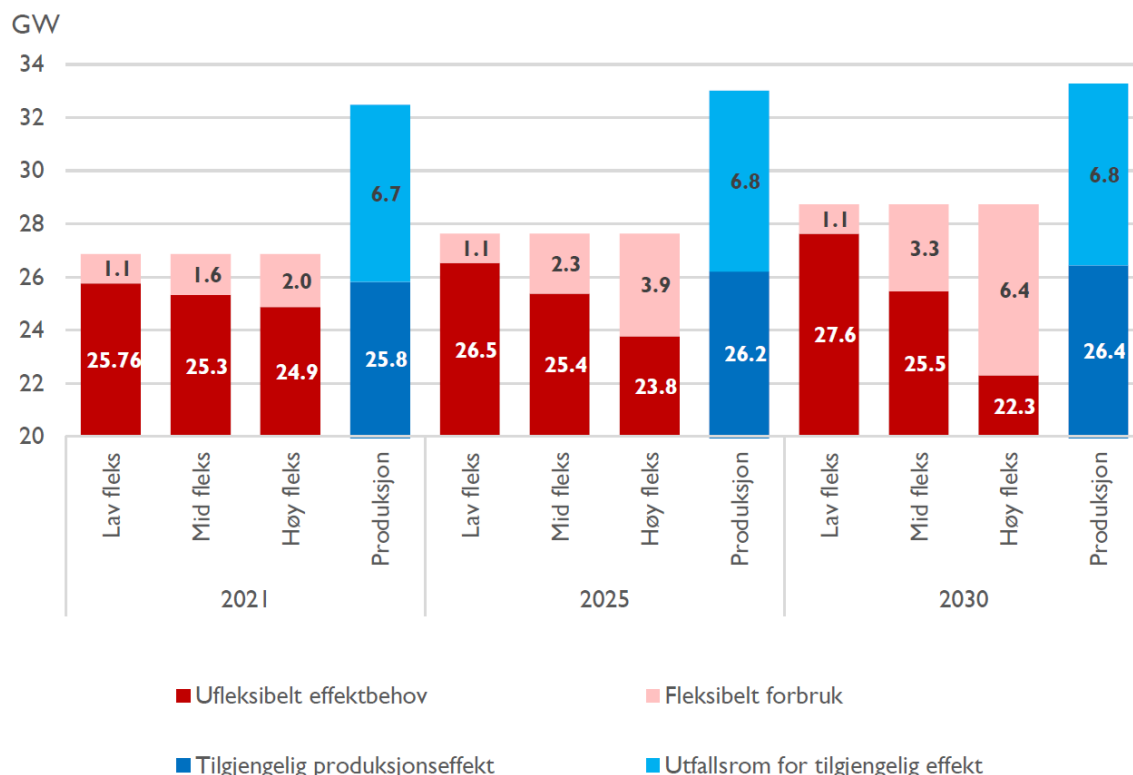
Prognoser tyder på at en sterk økning i effektbehovet frem mot 2030 og videre mot 2050. NVE antar at forbruksvekst vil øke det maksimale norske effektbehovet med mellom 2000 og 6000 MW frem mot 2030, avhengig av veksten i forbruket til store kraftforbrukere (NVE, 2022). Både størrelsen på økningen og hvilke forbrukstyper det er snakk om, varierer mellom budområdene. På det sentrale Østlandet (prisområde NO1) er det alminnelig forbruk som dominerer, og den forventede økningen kommer fra transport. Det er også betydelig mer forbruk enn produksjon i dette området, og nettkapasiteten spiller en avgjørende rolle for å sikre nok energi og effekt. Utviklingen både i alminnelig forsyning og elektrifisering av transport kan øke forbruksvariasjonen over

døgnet ytterligere i dette prisområdet. For de andre budområdene er det store kraftbrukere innen industri og petroleumsnæringen som dominerer. De har en stort sett flat forbruksprofil.

Siden veksten i ny regulerbar kraftproduksjon er beskjeden, vil nytt forbruk måtte dekkes av uregulerbar kraft fra vind- og solenergi. I motsetning til vannkraft med magasiner kan man ikke regulere når vind- og solkraft skal produsere. Fordi kraftsystemet må kunne balansere produksjon og forbruk i en time med lite vind, sol og tilsig, kan man i teorien kun stole på at et minimumsbidrag fra uregulerbar produksjon er tilgjengelig. Basert på minimumsbidraget fra uregulerbar produksjon estimerer NVE en økning på 600 GW i forventet vinterkapasitet frem mot 2030 (NVE, 2022). Samtidig er det en risiko for at revisjoner av eksisterende vannkraftkonsesjoner vil redusere reguleringsevnen gjennom nye restriksjoner som tar ytterligere naturhensyn i vassdragene. I perioder med lavt bidrag fra uregulerbar kraft kan man dermed risikere at innenlandsk produksjon ikke dekker hele det økte effektforbruket som følger av høyere etterspørsel.

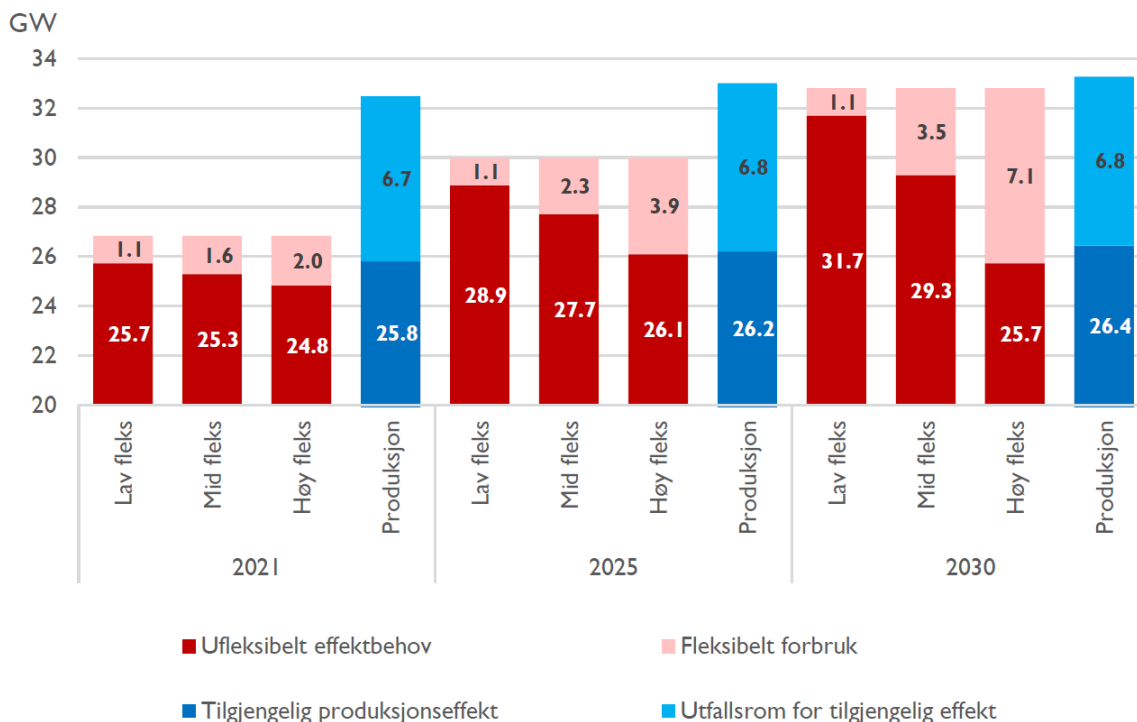
Forbruksfleksibilitet kan bli en avgjørende kilde til å sikre effektbalansen. Med utgangspunkt i ulike scenarier for forbruksutviklingen og grad av fleksibilitet fra forbrukssiden har NVE (2022) vurdert effektbalansen i dag, i 2025 og i 2030, se Figur 21 og Figur 22. For forbruksscenarioet «Statnett høy» er det behov for inntil 7000 MW fleksibilitet fra nytt og eksisterende forbruk dersom vi skal ha full innenlands effektsikkerhet i alle situasjoner som kan oppstå i kraftsystemet.

Figur 21: Tilgjengelig effekt og effektbehov med ulikt nivå på forbruksfleksibilitet i NVEs basisscenario for forbruk



Kilde: (NVE, 2022)

Figur 22: Tilgjengelig effekt og effektbehov med ulikt nivå på forbruksfleksibilitet i Statnetts scenario med høy forbruksvekst



Kilde: (NVE, 2022)

I timer med effektunderskudd i Norge vil vi være avhengig av import for å dekke toppplastforbruket. Sverige, Danmark og Finland kan i dag ha store effektunderskudd på grunn av vindkraften. Frem til nå har Europa samlet kunne opprettholde et effektoverskudd i av kull- og gasskraftverk, men dette vil endre seg i takt med omstillingen til fornybar kraft. Utfasingen av kull og gass til fordel for uregulerbar fornybar kraft gi en strammere effektbalanse på hele kontinentet. Værdata viser en betydelig geografisk samvariasjon mellom europeisk sol og vindkraft-produksjon, noe som kan føre til at samlet produksjon kan bli veldig lav i perioder (Statnett, 2022). Dersom det blir mange perioder med effektunderskudd i Norge, vil spørsmålet om import er til å stole på, trolig bli aktuelt.

Det vil derfor være viktig både å øke produksjonskapasiteten i eksisterende vannkraft, slik at det blir mulig å produsere mer i enkelttimer med høy etterspørsel, og å sørge for at forbrukssiden blir mer fleksibel. Som vi skal se i kapittel 4, er det teknisk mulig å gjøre mye av det nye forbruket fleksibelt. I tillegg kan smarthusløsninger, smart lading av elbil og økt bruk av fleksibilitet til flere formål, bidra til økt fleksibilitet også fra forbrukssiden.

### 3.3.4 Økt prisvolatilitet i Norge både på grunn av endringer i Norge og i tilknyttede land

De siste årene har det vært relativt lav prisvolatilitet i Norge som følge av god effektbalanse og en stor andel regulerbar kraft som tilbyr rimelig fleksibilitet i systemet. Strammere kraftbalanse og endret produksjonsmiks med høyere andel ikke-regulerbar kraft øker knappheten på fleksibilitet i produksjonen. Dette fører til større svingninger i kraftprisen. Det blir flere timer med svært lave priser, men også høyere pristopper (Statnett, 2018). Utviklingen vil slå ut i andre priser og norsk vannkraftfleksibilitet blir mer verdt (Statnett, 2021). Strammere effektbalanse i landene Norge har utvekslingskapasitet til, vil bidra til ekstra høye pristopper.

En økende andel vind i det nordeuropeiske kraftsystemet vil føre til høy etterspørsel etter andre typer kraftproduksjon til å dekke forbruket i vindfattede perioder. Vannkraften i hele Norden kan bli satt under press samtidig, og risikoen for effektunderskudd i

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

kraftsystemet øker (NVE, 2022). I perioder med stram effektbalanse i europeiske naboland vil Norge kunne få samme pris som Europa, og pristoppene kan bli høye, avhengig av den øvrige ressursituasjonen og tilgjengeligheten av den norske vannkraften. Strammere effektbalanse i Nord-Europa skaper også usikkerhet knyttet til hvor mye produksjonskapasitet som vil være tilgjengelig for import i norske knapphetssituasjoner frem mot 2030-tallet.

I tillegg til økt effektknapphet i Norge, vil perioder med effektknapphet i Europa resultere i høye priser i enkelttimer i Norge. Dette er ikke en reell effektknapphet hos oss, men gir likevel samme priseffekt som en nasjonal knapphet. Til sammen vil det bli hyppigere perioder med høye priser, både i norske topplasttimer og i andre timer som følge av at effektknapphet oppstår på andre tidspunkt i Europa enn her hjemme.

## 3.4 Frekvensbalansering

Behovet for ressurser til frekvensbalansering (og andre oppgaver i systemdriften) øker framover. For det første blir den største enheten i systemet større (sist med Tysklands kabelen på 1400 MW). For å ha tilstrekkelig sikkerhetsmargin i driften, må Statnett ha fleksibilitetsressurser til å håndtere et plutselig utfall av denne. Dimensjonerende enhet vil trolig bli enda større når offshore vindkraft kommer i drift etter 2030. For det andre blir den løpende systemdriften time for time mer uforutsigbar med en økt andel uregulerbar produksjon i systemet og flere utenlandsforbindelser. Endringer i produksjonen og flyt i systemet endres oftere og raskere. En stor andel av fleksibilitetsressursene vil brukes til å løse dette, og det blir mindre ressurser igjen til å håndtere et eventuelt utfall av største enhet. Mer uforutsigbar flyt og flere flaskehalser i systemet gir i tillegg økt behov for å spre fleksibilitetsressursene utover hele landet slik at de er tilgjengelige der og når de trengs. Behovet for økte volumer til balansering av frekvens må i all hovedsak komme fra andre kilder enn i dag, siden ressurser fra vannkraft forventes å bli mer kostbare. Det er også behov for å utvikle nye markedsløsninger og løsninger for økt automatisering og bedre koordinering mellom alle parter i kraftsystemet. Statnett har satt opp en utviklingsplan for perioden fram til 2030 for å imøtekomme disse behovene.

Nye kilder til fleksibilitet som kan tilbys i frekvensmarkedene er i all hovedsak de samme som kan bidra til å løse effektutfordringer. I tillegg er batterier svært relevante kilder for noen av de raskeste balanseproduktene som leverer rask effekt og lite energi.

### 3.4.1 Utfordringen

I driftstimen er det systemoperatørene, for Norges del Statnett, som har ansvaret for at forbruk og produksjon balanseres til enhver tid, helt ned på minuttet og sekundet. Momentan ubalanse mellom produksjon og forbruk vises ved frekvensavvik fra 50 Hz og gir stabilitetsutfordringer i nettet. Slike avvik skader elektrisk utstyr som er koblet til nettet, og må unngås.

For å unngå skadelige avvik, må Statnett ha tilgang til ressurser som kan justere produksjon og/eller forbruk slik at den momentane balanse opprettholdes. Balanseoppgaven kan deles i tre:

- Dekke aggregerte ubalanser som kommer av avvik mellom det markedsaktørene faktisk produserer/forbruker sammenlignet med innmeldt produksjons- eller forbruksplan for en driftstime.
- Dekke ubalanser gjennom driftstimen. Aktørene er ansvarlig for å være i balanse for driftstimen sett under ett, men forbruk og produksjon er ikke konstant gjennom timen. Selv om markedsaktørene produserer/forbruker i henhold til innmeldt plan i snitt over en time, vil de ha variasjoner innenfor timen. Summen av slike avvik håndteres av Statnett.



- Håndtere feil og uforutsette hendelser som skjer underveis i driftstimen, f.eks. feil på et produksjonsanlegg eller utfall av nettanlegg.

### 3.4.2 Hvordan løses utfordringen i dag?

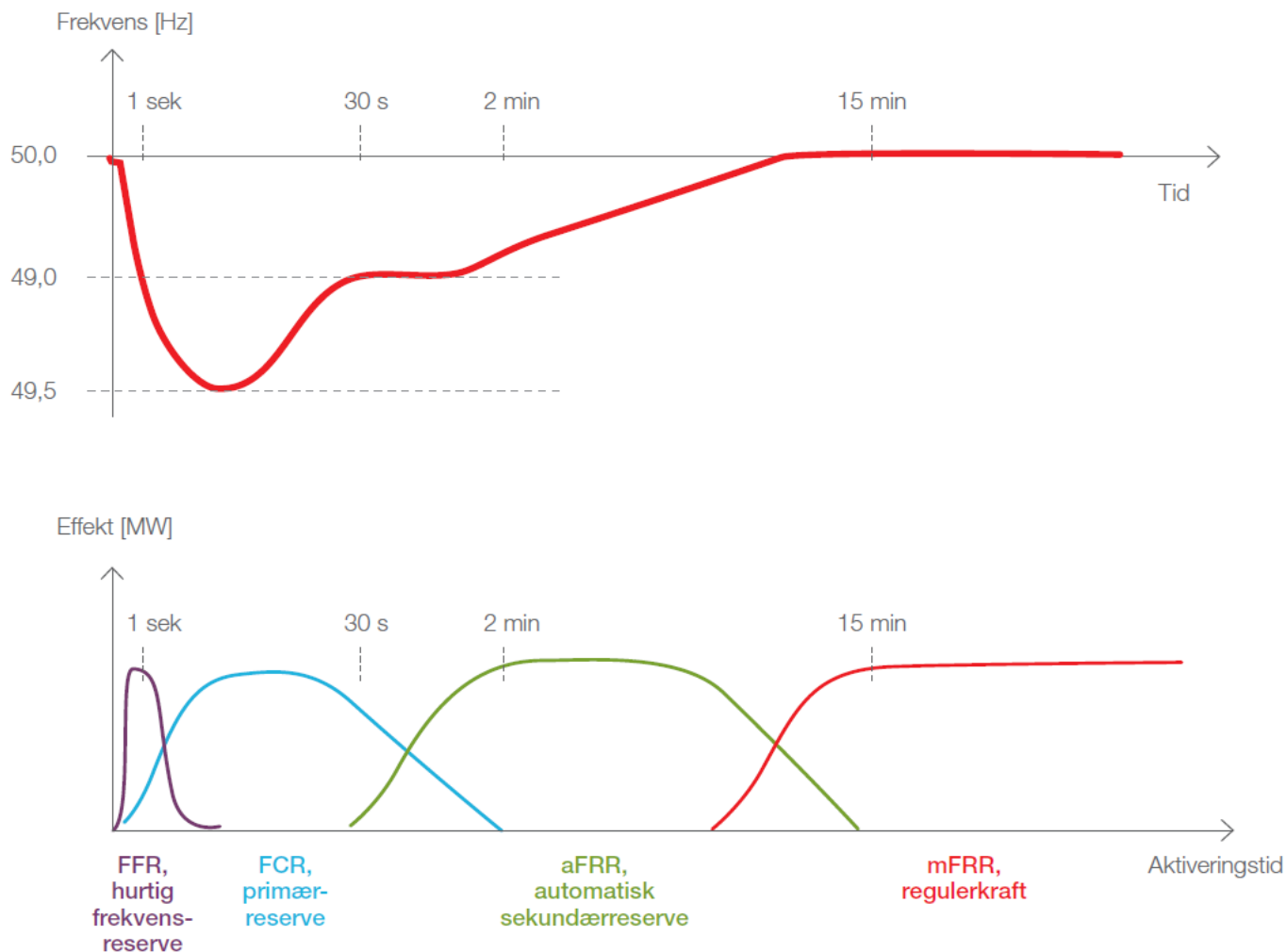
Både spot- og intradagmarkedene bidrar til å at frekvensutfordringer og utfordringer i driften unngås eller reduseres. Gjennom spot- og intradagmarkedet forplikter både produksjon og forbruk seg til å produsere/forbruke et gitt volum i hver time. Planen kan justeres gjennom intradagmarkedet og avvik fra plan medfører en økonomisk straff. Uforutsette hendelser og feil må imidlertid håndteres løpende i driften. I tillegg må systemansvarlig håndtere forutsette avvik fra plan som kommer av behov for ramping for å unngå hopp ved timeskift, og variasjoner i forbruket gjennom driftstimen.

For å håndtere ubalansene må Statnett ha avtaler med aktører som kan endre produksjon eller forbruk på kort varsel, og de må ha systemer for å aktivere og deaktivere dem. Ressursene kjøpes inn via ulike balansemarkeder, og for de ulike balansetjenestene stilles det ulike krav til hvor raskt leverandørene må kunne respondere og hvor lenge de må bidra ved hver aktivering.

Energivolumene som omsettes i reservemarkedene er ganske små, men salg av balansetjenester er en ekstra inntektskilde for aktører som har mulighet til å være fleksible.

Figur 23 illustrerer de ulike typene reserver TSOen kjøper for å håndtere driften av systemet og hvordan de brukes. Når en ubalanse oppstår, utløses først FFR-reserver (Fast Frequency Reserve) som er reserver som responderer automatisk på frekvensavvik. Disse erstattes raskt med FCR-reserver (Frequency Containment Reserve) som det tar noen sekunder å få i gang. Etter et halvt minutt respondere aFRR-reserver (automatic Frequency Restoration Reserve) som deretter erstattes av mFRR (manual FRR) som dekker ubalansen i en lengre periode.

Figur 23: Oversikt over et frekvensavvik og hvilke balanseprodukter som responderer i de ulike tidshorisontene



Kilde: Statnett

Reserver for oppregulering brukes for å øke produksjonen eller redusere lasten når produksjonen synker. I Norge har det tradisjonelt vært rikelig tilgang på reserver fordi produksjonskapasiteten i vannkraftsystemet som oftest har vært større enn forbruk og eksport. I tillegg kjøres mange vannkraftaggregater optimalt ved rundt 80 prosent av maksimal effekt, og dermed oppstår det automatisk en margin som kan levere reserver (Statnett, 2022).

### 3.4.3 Hvilke utfordringer kan vi få i framtiden?

Statnett sin systemdrifts- og markedsutviklingsplan beskriver endringer og utfordringer de ser i balansemarkedene framover.

#### Behovet for volumer i balansemarkedene øker

Vi får større og oftere ubalanser i framtiden, noe som både gir behov for økte volumer i balansemarkedene og noen nye fysiske behov som må dekkes.

En økt andel av uregulerbar kraft fra vind og sol øker behovet for reserver, fordi prognosene for produksjon time for time blir mer usikker. Dermed vil vindraftaktører oftere få avvik mellom sin produksjonsplan og faktisk produksjon. Vindkraft vil også ha større

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

variasjon i produksjonen gjennom en time, slik at det blir større ubalanser innenfor timen som Statnett må håndtere. I tillegg vil produksjon og import rampes opp/ned gradvis innen en time. Slike ubalanser vil bli redusert ved den planlagte overgangen fra timesoppløsning til kvartersoppløsning i spotmarkedet.

Statnett må være i stand til å håndtere at den største enheten i systemet faller ut, uten at det får konsekvenser for driften og den momentane balansen i systemet. Når størrelsen på den største enheten i systemet øker, vil også behovet for volum i balansetjenestene øke. Dimensjonerende hendelse økte til 1400 MW ved tilknytning av utenlandsforbindelsen til Tyskland. Ved tilknytning av store havvindparker vil trolig dimensjonerende hendelse øke ytterligere, noe som øker behovet for volum til balansering.

Når en større andel av eksisterende balanseringsvolumer brukes til balansering time for time, er det mindre volumer tilgjengelig til å håndtere store utfall og behovet for volumer til frekvensbalansering øker ytterligere.

### *Fleksibilitet fra vannkraft til balansemarkedet kan bli mer kostbart*

Vannkraften vil trolig ikke gi den samme sikkerheten for frekvensbalanse fremover. På grunn av økt eksportkapasitet blir all vannkraftkapasitet oftere blir benyttet i spotmarkedet. Perioder med svært høye priser gjør at det lønner seg for vannkraftprodusenter å kjøre aggregatene tettere opp mot maksimal effekt selv om det gir lavere virkningsgrad, fordi økt vannforbruk kompenseres av den høyere priser. Da blir det mindre kapasitet tilgjengelig for oppregulering i vannkraftverkene og oppregulering blir dyrere fordi virkningsgraden er lavere med produksjon nærmere maksimal effekt.

### *Ressursene må aktiveres raskere og oftere enn før*

Systemdriften er i dag relativt forutsigbar der variasjonen i flytmønstre mellom natt og dag og mellom sesonger er relativt forutsigbar. På grunn av endringer i produksjonssammensetningen, vil dagens flytmønstre erstattes av større, hyppigere og raskere endringer i kraftflyten. Tilsvarende må fleksibiliteten aktiveres raskere og oftere. Økt grad av automatisering i balansemarkedene er nødvendig for å sikre rask og sikker respons, og for at flere og mindre aktører kan delta i markedene enn i dag.

### *Automatisering av aktivering gjør at ressurser til balansering må være distribuert i hele landet*

Statnett forventer flere flaskehalser i nettet framover. Dette kombinert med behovet for automatisert aktivering av fleksibilitetsressurser, gir et behov for å at balanseringsressursene for frekvens må være distribuert i hele landet. Ressurser kan brukes på tvers, men kun dersom det er tilgjengelig nettkapasitet på tvers av områdene. Østlandsområdet (NO1) er et eksempel på område der det er behov for mer fleksibilitet til å stabilisere frekvensen. Det er svært lite produksjon i dette området, så ny fleksibilitet må komme fra forbruk.

## 4 KAN FLEKSIBILITET LØSE UTFORDRINGER MED BALANSERING?

Energibalansen kan styrkes gjennom økt produksjon, mer effektiv energibruk og konvertering til fjernvarme. Videre vil det være behov for økt fleksibilitet fra både produksjon, forbruk og lager for å balansere kraftsystemet i alle tidshorisonter. Muligheten til å bytte mellom ulike energikilder til varmeprosesser i industri og bygg kan bli en stor og viktig kilde til energifleksibilitet. Termiske lager for varme eller kjøling kan bidra til kortsiktig fleksibilitet ved å flytte strømforbruket ut av topplasttimer eller til frekvensstabilitet. Batterier er også et alternativ, men til en betydelig høyere kostnad enn termiske lager. Noen industriprosesser, som produksjon av hydrogen ved elektrolyse, kan kutte produksjon i enkelttimer med effektknapphet og bidra for å stabilisere frekvensen. Aggregering av flere typer fleksibilitet i systemet kan også bli en viktig ny ressurs i frekvensbalanseringen.

I dette kapittelet oppsummerer vi ulike kilder til fleksibilitet i hver av tidshorisontene energi, effekt og frekvens. Vi har laget noen grove estimater for volumer der vi har hatt noe grunnlag for det, og beskriver i tillegg ledetid for utvikling av fleksibilitetskildene og forutsetninger for at de kan levere.

### 4.1 Hvordan kan fleksibilitet leveres?

#### 4.1.1 Hva kan gi fleksibilitet?

Fleksibilitet kan defineres som et systems ubrukte evne til endring. Endring av strømforbruket har ulike konsekvenser avhengig av hvilken last og forbrukertype man snakker om. Tabellen under viser noen eksempler på laster og hvilke konsekvenser man får av å kutte ut strømforbruket helt i en periode, bytte til en annen energikilder og å flytte tidspunktet for når man bruker strøm til det formålet. Kutt i strømforbruket og bytte til andre energikilder bidrar til energibalansen og energifleksibilitet, mens både kutt, bytte og flytting bidrar til effektfleksibilitet.

Tabell iv: Ulike former for forbrukerfleksibilitet

Respons	Lasttype	Eksempel industri	Eksempel bygg	Eksempel elbil	Eksempel skip
Kutte (bruke mindre energi)	Prosesser som kan avbrytes	Produksjonsstans med reduserte vareleveranser	Redusere romtemperatur, slå av lys, ventilasjon eller annet elektrisk utstyr	Bruke andre transportmidler, f.eks. kollektivtransport	Slå av lys og varme på skipet
Bytte	Laster med alternative energikilder	Olje-/elkjeler Fjernvarme kan bytte mellom elkjel/	Olje-/elkjeler Strømaggregat	Hybridbiler	Hybridferge: el og biodrivstoff. Skip skifter til aggregat ombord

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

		varmepumpe og andre energikilder	Off-grid-løsninger inkl. sol, småskala vind osv.		
Flytte	Trege laster	Varme/kjøling	Oppvarming, kjøling og ventilasjon	-	-
	Laster med lager	Lager av kvernet tremasse i papirindustri Akkumulator-tanker i fjernvarme	Varmtvannstanker, varmelager eller batteri	Lade- og tappe batteriet (V2G) – lite tilgjengelig i dag	Batteribank på kaien eller ombord
	Laster med overkapasitet	Gartneri – trenger kun lys 20 av 24 timer per døgn	Tidspunkt for bruk av vaske-oppvaskmaskin kan tilpasses	Står i ro lengre enn det som trengs for å lade, tidspunkt kan tilpasses	Dersom f.eks. en ferge ikke må lade ved alle anløp

Tabellen under viser helt overordnet hvordan kraftproduksjon kan levere fleksibilitet gjennom å kutte eller øke produksjonen, eller flytte produksjon fra et tidspunkt til et annet.

Tabell v: Ulike former for fleksibilitet fra produksjon

Respons	Produksjons-type	Beskrivelse
Kutte	Alle typer	Alle typer kraftproduksjon kan kutte produksjon dersom det bidrar til å balansere kraft i ulike tidsdimensjoner. Det inkluderer uregulert produksjon. Kostnaden er at energien går tapt.
Øke	Vannkraft med magasin	Kraftprodusenter som ikke allerede går for full kapasitet og som har tilstrekkelig vann i magasinet, kan øke sin produksjon på kort sikt – økt effekt, men ikke økt produksjon.

	Pumpekraft	Pumping kan øke vannkraftproduksjon ved at vann som pumpes tilbake i magasinet kan brukes flere ganger (minus tap knyttet til pumping).
	Gasskraft	Kraftprodusenter som ikke allerede går for full kapasitet, kan øke sin produksjon.
Flytte	Vannkraft med magasin	Vannkraft med magasiner er som et gigantisk batteri. Man disponerer vannet i magasinet slik at produksjonen kommer på et mest mulig gunstig tidspunkt for kraftsystemet (gjennom prissignaler). Dermed «flytter» de produksjon fra perioder med positiv kraftbalanse (lave priser) til perioder med svak kraftbalanse (høye priser).
	Pumpekraft	Pumpekraft bruker (noe) strøm til å pumpe vann opp i vannmagasiner når kraftprisen er lav, for å produsere mer strøm når prisen er høy.
	P2G2P	Hydrogen (eller andre eFuels) blir produsert når kraftprisen er lav, for å produsere mer strøm når prisen er høy.

#### 4.1.2 Prisrespons og avtalt/markedsbasert fleksibilitet

Fleksibilitet kan utløses ved hjelp av ulike typer incentiver og mekanismer:

- *Prisrespons* (implisitt fleksibilitet): Produsenter, forbrukere og lager tilpasser sin produksjon/ forbruk basert på markedspriser og/eller nettleie for å redusere kostnader eller øke inntekter.
- *Eksplisitt fleksibilitet* (avtalt eller incentividrevet): Produksjons-/forbruksnivåer og fleksibilitet som er avtalt gjennom markeds mekanismer eller spesifikke avtaler. Deltakelse i spot- og intradagmarkedet, alle Statnett sine produkter og eventuelle lokale fleksibilitetsmarkeder inngår her.
- *Krav om fleksibilitet*: Lovpålagte krav om at aktører i kraftsystemet må tilby fleksibilitet til regulerte priser. Det kan være alt fra krav som stilles for tilkobling til nettet og særskilte bestemmelser for å håndtere anstrengte kraftsituasjoner, inkl. utkoblinger.

#### 4.1.3 Fleksibilitet er tilgjengelig fra eksisterende anlegg eller gjennom store og små investeringer

Fleksibilitet kan utløses i ulike tidshorisonter avhengig av hva som må til for at fleksibiliteten blir tilgjengelig:

- Produksjon og forbruk som allerede leverer i dag og som kan levere mer med økt prisvariasjon
- Produksjon og forbruk som kan levere fleksibilitet med mindre tilpasninger (styring osv.)
- Investeringer i økt kapasitet eller nye løsninger som er nødvendige for å tilby fleksibilitet

Tidshorizonten for å levere mer fleksibilitet er naturligvis kortere for at eksisterende anlegg i industrien eller energiproduksjon som allerede er rigget for å levere fleksibilitet til systemet. Selv om det er teknisk mulig og prissignalene styrkes, er det likevel ikke sikkert at slike kilder vil levere mer fleksibilitet enn i dag.

Noen kilder til fleksibilitet, som f.eks. elkjeler eller oppvarming som har en underliggende, teknisk fleksibilitet, kan gjøres tilgjengelig gjennom instrumentering og tilgang til relevante data. I så fall må man investere i løsninger for å gjøre eksisterende kilder tilgjengelige, men investeringene er relativt små og kan implementeres relativt raskt. Men, desto flere og små laster eller produksjonsheter som skal klargjøres på denne måten, desto større blir kostnadene og tiden det tar før man kan få fleksibiliteten inn i markedet.

En del fleksibilitet krever ny- eller tilleggsinvesteringer som er ganske store for å skaffe nye ressurser til veie. Eksempler her er ny produksjon og nytt nett med lange konsesjonsprosesser som gjør at ledetiden kan bli 6-12 år. Tilsvarende kan økt fleksibilitet kreve investeringer i nye energiløsninger som varmpumpe med grunnvarme, nytt pipeløp eller vannbåret varmedistribusjon for at forbruket kan substitueres eller være fleksibelt. Dette vil være store investeringer for den enkelte byggeier og vil ta år å implementere for mange små brukere.

## 4.2 Energiutfordringer

Vi diskuterer her løsninger som kan bidra til balansen i tørre, kalde år med energiunderskudd. Det som kan bidra til kraftbalanse er:

- Tiltak som styrker energibalansen
  - Investeringer i ny produksjon, særlig ny vinterproduksjon
  - Effektivisering av energibruken i industri og bygg
- Fleksibel energibruk og -tilgang
  - Fleksible energisystemer i bygg som gir mulighet til å bytte til andre energikilder
  - Flerårsmagasiner i vannkraften
  - Kutt i forbruk, f.eks. senkning av innetemperatur, oppvarming av mindre areal, redusert produksjon i industrien.
- Import/ eksport til andre land
- Reservekraftverk som kan produsere strøm i knapphetssituasjoner

Fleksibilitetskilder som hovedsakelig flytter energibruk eller produksjon fra et tidspunkt til et annet, inkl. batterier og termiske lagre, har lite å si for å løse energiutfordringer, siden ingen av disse løsningene (bortsett fra vannkraftmagasiner) har tilstrekkelig lagringstid og -volum.

### 4.2.1 Oppsummering

#### *Styrking av energibalansen i normalår*

Energiutfordringer materialiserer seg, som beskrevet i kapittel 3, i «vårknipa» i tørrår, dvs. i noen uker rundt april, men som resultat av at vannmagasinene tømmes gjennom vinteren. Tiltak som bidrar til å bedre energibalansen i normalår vil, under ellers like forutsetninger, redusere utfordringene i tørre og kalde år. Spørsmålet her er om det er grunn til å tro at markedet, innenfor gjeldende

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

rammebetingelser, kan ventes å respondere med økt produksjon og/eller energieffektivisering som respons på økende etterspørsel og høyere prisforventninger. Det kommer an på potensialer, kostnader, ledetider og øvrige rammebetingelser jfr. Tabell vi.

**Tabell vi: Mulige kilder for å styrke energibalansen og håndtere vårknipa (usikre estimater for volum)**

Kilde	Mulig volum 2030 (TWh)	Mulig volum 2050 (TWh)	Kostnad	Type tiltak	Ledetid	Forutsetning for å levere
Vannkraft	7	14	Middels	Få og store + småkraft		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet</li> <li>Konsesjon og konsesjonvilkår</li> </ul>
Vindkraft på land	3	9	Lav	Få og store		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lokal aksept</li> <li>Konsesjoner</li> </ul>
Vindkraft offshore	1	45	Middels - høy	Få og store		<ul style="list-style-type: none"> <li>Avklaring av rammebetingelser</li> <li>Nettilgang</li> </ul>
Solceller	7	26	Lav	Mange og små		<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilgang på solcellepanel (leveranser)</li> <li>Lønnsomhet og ønske om å installere</li> </ul>
Reservekraft	1	kan tilpasses behovet	Svært høy	Få og store		<ul style="list-style-type: none"> <li>Installeres eller betales av systemoperatør</li> </ul>
Energieffektivisering, industri	ukjent	Potensielt høyt	Ukjent	Få og varierende store		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet</li> <li>Teknologiutvikling for spesifikke prosesser</li> </ul>
Energifleksibilitet industri	Ukjent, økende med elektrifisering	Potensielt høyt	Lav - høy	Få, middels store investeringer		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet og lav risiko</li> <li>Tilgang på alternativ (helst fossilfri) energi</li> </ul>
Energieffektivisering i bygg	13	13	Lav	Mange og små investeringer		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet og kunnskap om tiltak</li> <li>Energikrav i bygg</li> </ul>
Energifleksibilitet i bygg	All bygg med vb varme eller pipe	Redusert pga. energieffektivisering	Middels - høy	Mange og små investeringer		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet og kunnskap om tiltak</li> <li>Energikrav i bygg</li> </ul>
Konvertering til fjernvarme	2	3	Ukjent	Få store og mange små investeringer		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet - støtte til investering av vannbåret varmesystem i eksisterende bygg</li> </ul>

Det er ikke utsikter til store investeringer i ny vannkraft og det tar lang tid å realisere nye prosjekter. Potensialet for vindkraft på land er stort, men det er sterk motstand mot utbygging av vindkraft på land mange steder. Det største realistiske vindkraftpotensialet finnes trolig til havs. Det er satt et politisk mål og det jobbes med å legge forholdene til rette for en slik utbygging. Men dette er store komplekse investeringer som vil ta lang tid å få på plass.

Tiltakene som kan realiseres innenfor den korteste tidshorizonten er solceller, småkraft og energieffektivisering. Noe vindkraft på land og noe større vannkraft kan trolig også realiseres før 2030, men det avhenger av konsesjonsbehandlingstid, nettilgang og lokal aksept.

Solceller bidrar til økt energibalanse over året, men produserer lite i vintermånedene. I og med at vårknipa oppstår på våren, vil installerte solceller likevel bidra til å avhjelpe situasjonen når den oppstår. Forventet normal solcelleproduksjon i april 2030 i vårt Best Guess scenario er 0,8 TWh.

Energieffektivisering i eksisterende bygg er mest lønnsomt i forbindelse med generell rehabilitering av byggene, og potensialet vil derfor realiseres gradvis. En annen utfordringen er at energieffektivisering består av mange og små tiltak og implementering kan være krevende av den grunn. Endelig er energieffektiviseringspotensialet et beregnet estimat som ikke tar hensyn til såkalte rebound-effekter. Rebound-effekter innebærer at faktisk energibruk reduseres mindre enn det som er estimert fordi noe av gevinsten tas ut i økt komfort, f.eks. i form av høyere innetemperatur eller oppvarming av større arealer.

Energibalansen handler om å håndtere energiknapphet, men også om å utnytte energioverskudd i perioder der vind- og solkraft produserer mer energi enn det som forbrukes. I slike situasjoner er det behov for løsninger som kan øke forbruket av kraft, lagre energien, konvertere til andre energiformer eller eksportere til andre land/regioner.



#### 4.2.2 Begrenset mulighet for ny produksjon før 2030, men betydelig mer deretter

En sterkere kraftbalanse i normalår gir bedre forutsetninger for å unngå energiknapphet i tørrår. Utbygging av ny produksjonskapasitet bidrar til det. Alternativene her er hovedsakelig økt vannkraftproduksjon fra nye og eksisterende anlegg, vindkraft på land, solkraft og vindkraft til havs. Økt produksjon fra ikke-regulerbare energikilder bidrar til energiproduksjon i vårknipa, men produksjon gjennom vinteren bidrar også til at mer vann kan spares i magasinene utover høsten og gjennom vinteren.

*Det er et potensiale for ny vannkraft, men også en risiko for redusert fleksibilitet ved revisjon av konsesjoner*

NVE anslår at det totale teknisk-økonomiske potensialet for vannkraft som ikke allerede er bygd eller vernet, er på 23 TWh. Av dette kan 6-8 TWh komme fra opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk.

Hvor mye av vannet i et regulert vassdrag det er mulig å utnytte til kraftproduksjon, kommer an på konsesjonsvilkårene, først og fremst knyttet til hensyn til natur og dyreliv i og langs vassdraget. Her er krav til fyllingsnivå og minstevannføring viktige. Mens eldre konsesjoner satte få vilkår, er regelverket og kravene til konsekvensutredninger blitt strengere over tid. EUs vanddirektiv setter også strenge krav til regulering av vassdrag. Direktivet skal sikre beskyttelse og bærekraftig bruk av vannmiljøet gjennom å sette konkrete og målbare miljøkrav (Statsforvalteren, 2021). Med bakgrunn i dette har NVE og Miljødirektoratet laget en prioritering av 430 eldre vannkraftkonsesjoner vassdrag som bør revideres med hensyn til nye vilkår som kan medføre redusert kraftproduksjon innen 2022. Det kan for eksempel være snakk om å stille krav til minstevannføring, krav om miljøtilpasset driftsvannføring eller restriksjoner for fylling av vannmagasiner. I forbindelse med revideringen ble det anslått et samlet krafttap på 2,3-3,6 TWh som følge av strengere krav til minstevannføring i prioriterte vassdrag (NVE, 2021).

Småkraftverk i Norge produserer samlet rundt 10 TWh årlig og står dermed for i overkant av 7 prosent av vannkraftproduksjonen i Norge (THEMA Consulting, 2017). Ifølge Småkraftforeninga er det teoretiske potensialet for ny småkraft beregnet til 16,7 TWh. For 13,4 TWh av disse har Småkraftforeninga tatt utgangspunkt i et potensiale beregnet av NVE på 8 TWh, men oppjustert tallene med begrunnelse i økt tilsig som følge av klimaendringene og en høyere investeringsgrense enn NVE opererer med (5 kr/kWh mot 7 kr/kWh). De resterende 3,3 TWh består av gitte konsesjoner, prosjekter under bygging og søknader til behandling.

*Det er stort potensiale for offshore vind etter 2030, motstand begrenser vind på land før 2030*

Det kommer trolig inn noe ny kapasitet de neste 10 årene, men motstand mot vindkraft på land kan føre til nedbygging på lengre sikt ved at det ikke blir reinvestert i vindkraftverk etter at konsesjonsperioden og den økonomiske levetiden utløper. I THEMAs Turbulent Transition scenario antar vi f.eks. at produksjon fra vindkraft med reduseres 7 TWh frem mot 2050, mens den øker med 32 TWh i Technotopia.

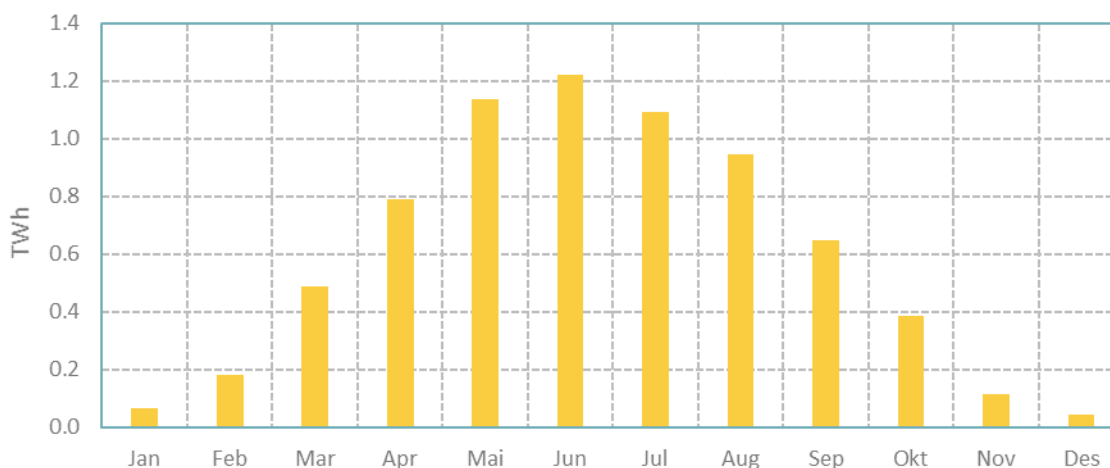
Offshore vindkraft utgjør et stort potensial for ny produksjon, men det forventes ikke at ny kapasitet kan komme i produksjon før rundt 2030. Prosjektene er store og komplekse, og viktige markeds- og rammevilkår er ennå ikke på plass.

Det er også usikkert hvor raskt utbyggingen både mot og etter 2030 kan skje, dels fordi det fordrer tildeling av arealer for utbygging og tilrettelegging av nett. Utbyggingen av offshore nett, ilandføring av kraft i Norge og eventuelle hybridkabler, som er tilknyttet ett eller flere markeder i tillegg til Norge, eller eksportkabler kun knyttet til utlandet, krever samordning med sentralnettet på land.

### Økende produksjon fra solceller kan bidra i vårknipa

Energiproduksjon fra solceller i Norge er økende. Fra omtrent 0 TWh i dag til 7 TWh i 2030 ifølge vår basisframskrivning. Selv om produksjonen fra sol er størst om sommeren og lav om vinteren i opptakten til vårknipa, kan solcelleproduksjon bidra til at vi kan lagre mer vann i lange magasiner gjennom en tørr sommer og tidlig høst. Solceller produserer imidlertid mer i mars-april enn midtvinters, og kan dermed bidra med verdifull energiproduksjon også gjennom vårknipa, se Figur 24.

Figur 24: Solcelleproduksjon i Norge i et normalår 2030



Kilde: THEMA's Nordic Power Market Outlook, Spring edition (THEMA, 2022)

### Lange ledetider og hindrer storskala produksjon før 2030

Ledetider knyttet til prosjektering, planlegging, konsesjonsprosesser og bygging innebærer at det tar lang tid å bygge ut ny storskala produksjon. Basert på erfaringer med utbygging av ny produksjon, anslås ledetiden for storskala vannkraft til 10-12 år. Ledetidene for opprusting og utvidelser er noe kortere, men dersom det utløses full vilkårsrevisjon, forlenges prosessen. Ledetiden for landvind er også noe kortere, 8-9 år, men her fører lokal motstand ofte til at prosjektene forsinkes.

Konsesjonsbehandlingen for stor vannkraft over 40 GWh består av tre faser. For saker under 40 GWh bortfaller meldingsfasen.

- *I meldingsfasen* er hovedmålet å fastsette et konsekvensutredningsprogram som gir føringer for hvilke tema som skal utredes i forbindelse med prosjektet. NVE sender meldingen på høring og det skal også avholdes et folkemøte. Etter at meldingen har vært på høring, fastsetter NVE et endelig konsekvensutredningsprogram (KU-program).
- *I konsesjonsfasen* gjennomfører tiltakshaver de faglige og tekniske utredningene som er fastsatt i KU-programmet. Når konsekvensutredningen er utført, blir den sendt på høring med minst tre måneders høringsfrist. Det blir også avholdt et folkemøte i regi av NVE. Fasen avsluttes med at NVE sender sin innstilling til OED.
- *I behandlingen i OED* sendes innstillingen på høring til berørte departement og kommuner, og det gjennomføres en befarings. Etter vurderingen i OED fremmes saken for regjeringen.

Alle vindkraftsaker med installert effekt over 10 MW skal meldes i henhold til forskrift om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Vindkraftsakene følger de samme fasene som for stor vannkraft, men NVE fatter vedtak om utbygging på bakgrunn av gjennomført KU-program, høringer og folkemøter. Vedtaket kan påklages av alle med rettslig klageinteresse. Dersom NVE opprettholder vedtaket etter klagebehandlingen, oversendes saken til OED for endelig behandling.

#### 4.2.3 Redusert forbruksvekst gjennom energieffektivisering og mer fjernvarme

##### *Energieffektivisering i industrien: Energibruken pr. enhet på vei ned og betydelig sparepotensial*

Kraftforbruket i *industrien* ligger an til å øke kraftig, både til dekarbonisering/elektrifisering i eksisterende industrier og til nye næringer, og er med det en viktig driver for at den norske energibalansen blir strammere. Kraftintensiv industri satser imidlertid sterkt på å gjøre produksjonsprosessene mest mulig energieffektive og å gjenvinne energi som i dag slippes ut «over tak». Slike tiltak implementeres fortløpende, men tar også lang tid å utvikle og implementere. De neste 20 årene kan vi forvente at energibruken pr. produsert enhet går ned, men det er usikkert hvor mye og hvor raskt industrien kan øke energieffektiviteten. På grunn av det høye strømforbruket i metallindustrien, vil små besparelser i prosent gi store besparelser av strøm.

Ved gjenvinning av aluminium bruker man ca. 5 prosent av energien man bruker ved produksjon av ny aluminium. Økt resirkulering av aluminium vil dermed redusere energibruken for aluminiumsproduksjon i verden. Vi kjenner ikke til hvordan dette vil slå ut for norsk industri.

##### *Energieffektivisering i bygg: Stort potensial både på kort og lang sikt*

Strømforbruket i husholdninger og næringsbygg er i dag rundt 84 TWh, hvorav 66 TWh er strøm (NVE, 2022). På grunn av energieffektivisering, en økende andel plusskunder og strengere energikrav (isolasjon osv.) er det sannsynlig at energiforbruket i bygg går ned de neste 30 årene, til tross for et forventet forbruk til elbillading på minst 5 TWh i 2050. Strengere energikrav for nybygg bidrar til redusert behov for oppvarming.

Det lønnsomme potensialet for energieffektivisering i eksisterende bygg er estimert til opp mot 13 TWh i perioden fram til 2030 (NVE, 2022). Det største potensialet finnes i næringsbygg (ca. 10 TWh). NVE peker på følgende energieffektiviseringstiltak som de billigste å gjennomføre: energioppfølging, natt- og helgesenking, etterisolering av vegg og kaldloft, styringssystem belysning + energieffektivt belysningsutstyr og ventilasjonstiltak. Deler av dette energieffektiviseringspotensialet blir trolig ikke realisert selv om tiltakene er lønnsomme. Det skyldes at tiltakshaverne ikke nødvendigvis har tilstrekkelig kunnskap om dem eller incentiver til å gjennomføre dem.

Energieffektivisering kan skje gjennom tre hovedtyper av tiltak:

- *Redusert varmetap fra bygningskroppen*: Isolasjonsgrad, kvalitet på vinduer osv. handler om tiltak som reduserer varmetap fra bygningskroppen. Energitiltakene i Byggteknisk forskrift stiller strenge krav på disse områdene. Det vil si at alle nye bygg som bygges framover vil være svært energieffektive. Også eksisterende bygg blir gradvis mer energieffektive, ved utskifting av vinduer, økt isolasjon på loft og når man likevel skal bytte kledning på et hus. Energieffektivisering i eksisterende bygningsmasse skjer svært sakte og er kostbare å framskynde, f.eks. ved å bytte ut vinduer før vinduene er så gamle at de bør byttes uansett.
- *Installasjon av mer effektive energikilder* som varmepumper og nye, rentbrennende vedovner som gir mer varme med samme mengde energi inn. Dette er tiltak som kan installeres rask og uten store investeringer.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- *Energooptimalisering og -styring* hindrer unødvendig bruk av energi, f.eks. ved at man enkelt kan slå av varme i rom som ikke er i bruk, skru ned temperaturen når man ikke er hjemme osv.

Mer effektive energikilder og energistyring kan gi de største besparelsene på kort tid siden de også kan installeres i eksisterende bygningsmasse. Tiltak i eksisterende bygningsmasse er viktig, siden eksisterende bygg fortsatt vil utgjøre en stor andel av bygningsmassen som er i bruk i 2050. Alle tre formene er aktuelle for nye bygg, og bidrar til at energibruken i bygg vil reduseres over de neste 30 årene.

### *Utvidelser av fjernvarme gir redusert vekst i elektrisk oppvarming*

Leveransene av fjernvarme var 7,5 TWh i 2021, en vekst på 1,5 TWh siden 2010. Vi har ikke gode prognoser for utvikling av fjernvarmeleveranser fram til 2030 og 2050, men innenfor områder med etablert fjernvarme vil mye av veksten i oppvarming dekkes gjennom utvidelse av eksisterende fjernvarme. Mesteparten av utvidelsene kommer fra nybygg som bygges med vannbåret varmesystem. Ved vedvarende høye strømpriser og knapphet på strøm kan det tenkes at også eksisterende bygg kan konverteres til fjernvarme ved å installere vannbåret varmesystem. Dette er mest aktuelt ved rehabilitering av eksisterende bygg.

#### **4.2.4** **Fleksibiliteten i produksjon kan økes, men løsninger kan være kostbare**

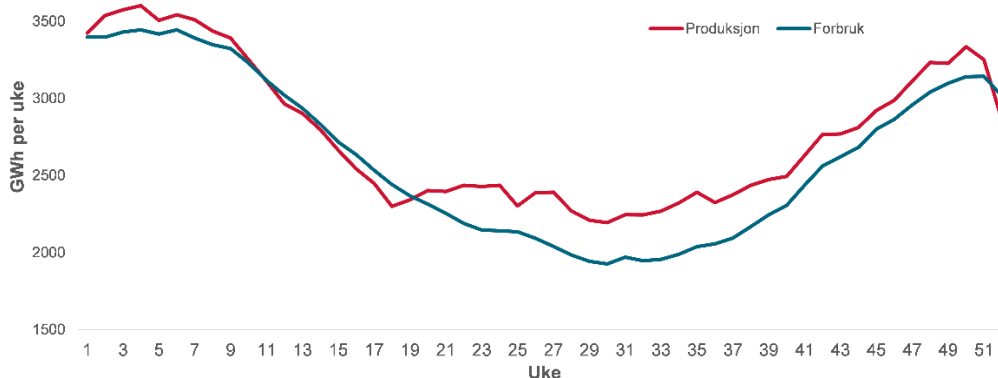
Aktuelle kilder til fleksibilitet på produksjonssiden er:

- Flerårs- og sesongmagasiner, som gjør at vi kan spare vann fra våte år til tørre år og mer vann fra sommer til vinter
- Reservekraft
- Storskala energilager

### *Flerårs- og sesongmagasiner*

Flerårsmagasiner gjør det mulig å spare vann fra våte til tørre år. De kalles flerårsmagasiner fordi lagringskapasiteten er større enn normalt årlig tilsig. Flerårsmagasiner gjør det mulig å spare strøm fra våte år til tørre år. Sesongmagasiner er også store magasiner som gjør det mulig å lagre vann fra sommeren til vinteren, noe mindre magasiner ikke har mulighet fordi de må sørge for å ha plass til vannet som kommer om høsten. Figur 25 **Feil! Fant ikke referanse-kilden.** viser fordelingen av produksjon og forbruk over året.

**Figur 25: Fordeling av produksjon og forbruk over året. Gjennomsnitt av alle uker fra 2002 til 2017**



### *Reservekraftkapasitet*

Reservekraftverk kan settes opp for å sikre forsyningssikkerheten og tas i bruk i anstrengte perioder. Slike kraftverk vil brukes sjelden og det har en stor kostnad å ha dem stående klare til bruk.<sup>7</sup> Samtidig kan det gi en ekstra sikkerhet i en omstilling av kraftsystemet som skaper mye usikkerhet for forbrukere. Gasskraftverket på Mongstad er et eksempel på et anlegg som allerede er bygget, men som etter planen skal legges ned. En videreføring av dette anlegget vil gi en reserve på 280 MW.

Mens en effektreserve i fornybarsystemer med lite lagringskapasitet typisk blir stående utenfor markedet og kan aktiveres på kort sikt for å løse akutte effektutfordringer (eventuelt i en uke eller to med «dunkelflaute»), vil det monne mindre å bruke det på en slik måte i en tørrårvinter. Men et gasskraftverk kan i prinsippet produsere på full kapasitet gjennom hele vinteren. Dersom vi har lave magasinutfyllinger og gasskraftverket på Mongstad produserer fra 1. desember til 1. mai, gir det rundt 1 TWh energiproduksjon.

### *Gas 2 power basert på hydrogen*

Når kraftsystemene på kontinentet blir stadig mer dominert av fornybar produksjon fra vind og sol og kull- og gasskraft fases ut, vil de få behov for å lagre energioverskudd fra perioder med mye vind og sol til perioder med lite vind og sol. Batterier kan benyttes til relativt kortsiktig lagring, men det er hydrogen som utpeker seg som det mest aktuelle langsiktige lagringsmediet. Hydrogen er mest aktuelt for å utnytte energioverskudd ved at hydrogenproduksjon kan skje når prisene er lave og lagres i naturlige, geologiske lagre, f.eks. i Nordsjøen til senere bruk.

I overskuddsperioder kan man produsere hydrogen relativt billig fordi kraftprisene er billige, og i underskuddsperioder kan man produsere strøm av hydrogen i brenselceller eller turbiner, men både energitapet og kostnaden blir svært høy. Dette er en løsning som kan være aktuell for å håndtere opptil et par uker med «dunkelflaute» på kontinentet. (Hydrogen er først og fremst et utslippsfritt alternativ til naturgass.)

Kraftproduksjon basert på hydrogen i knapphetssituasjoner kan i teorien være et alternativ for Norge, men vil trolig være mye mindre lønnsomt ettersom vi kan bruke vannmagasinene til tilsvarende lagring, og en eventuell underdekning vil begrense seg til noen uker i vårknipa i tørre år.

#### **4.2.5    Fleksibelt forbruk kan potensielt bli en viktig kilde til å håndtere energiknapphet**

Flere typer forbruk kan veksle mellom strøm og andre energikilder:

- Energifleksibilitet i varmeprosesser i industrien som gjør at de kan bytter fra elkjeler til andre energibærere. Dette forutsetter at alternative løsninger er installert og at strømprisen blir så høy at det lønner seg å bytte.
- Energifleksibilitet i fjernvarme og bygg kan på samme måte redusere strømforbruket gjennom vinteren og redusere risikoen for knapphet i vårknipa.
- Hybride løsninger for fartøy kan gi noe energifleksibilitet

---

<sup>7</sup> Statnett installerte to gassturbiner som energireserve på nordvestlandet etter tørrårvinteren 2003/2004, men verkene ble aldri brukt og ble besluttet solgt i 2015. De ble solgt til Tyrkia i 2018.

### *Termiske prosesser i eksisterende og ny industri gir muligheter for energifleksibilitet*

Mange industrielle prosesser er termiske prosesser som krever varme med høy temperatur som i dag produseres fra fossile energikilder. Kostnaden ved å bruke fossil energi vil øke for industrien med økte kvotepriser, og mange norske industribedrifter planlegger å konvertere fra fossil energi til strøm i termiske prosesser. Dersom dagens kjeler blir stående etter konvertering til strøm, utgjør dette en kilde til energifleksibilitet som kan brukes i perioder med knapphet på strøm. Alternative kilder kan være fossil gass, biogass, fossil olje, bioolje eller biobrensel. Industribedrifter kan ønske å fjerne eksisterende kjeler ved elektrifisering av flere grunner:

- Det er kostbart å vedlikeholde og opprettholde back-up løsninger
- Det er plasskrevende med flere alternative energiløsninger
- Kundene stiller krav om fossilfrie produkter
- Høye kvotekostnader gjør det lite attraktivt å bruke gamle kjeler

For at industrien skal ønske å beholde back-up-løsninger ved elektrifisering, må de vurdere at strømkostnadene i perioder kan bli så høye at det totalt sett lønner seg å ha tilgang til alternative løsninger.

Nye industrier, som batterifabriker, har også et stort varmebehov som er planlagt dekket med strøm. Alternative energikilder kan også være aktuelt å installere her. Datasenter bruker mye energi til kjøling, på vinteren vil kjølebehovet bli dekket av frikjøling framfor kjølemaskiner, dvs. at man henter inn kald luft til kjøling utenfra, uten et behov for å kjøle ned luften først.

### *Byggteknisk forskrift gir energifleksibilitet i bygg, men alternativer til elkjeler i bygg er fjernet*

I bygg med sentralfyring var det tidligere vanlig å ha både elkjel og oljekjel i fyrrømmet og at man brukte strøm eller olje ettersom hvilken energikilde som hadde lavest pris. Bruk av oljefyring til oppvarming av bygninger har med virkning fra 1. januar 2020 vært forbudt i Norge med noen unntak, blant annet for fjernvarmeanlegg. Etter enkeltvedtak kan det gis unntak for avgrensede områder og en avgrenset periode «dersom hensynet til forsyningsikkerheten i kraftsystemet tilsier det», og ved driftsforstyrrelser i kraftsystemet. Etter at forbudet ble innført, har imidlertid de fleste oljekjelene blitt fjernet, og med det energifleksibiliteten i byggene.

Fjernvarmens andel av oppvarming i bygg har økt jevnt de siste 20 årene. Fjernvarmeselskap har ofte elkjeler, men kan som hovedregel bruke flere ulike type kjeler og energikilder. Som erstatning for oljekjeler, har mange tatt i bruk bioolje eller pellets som spisslastkilde. Fjernvarmeanlegg kan dermed bidra positivt til kraftbalansen i en utfordrende vinter forutsatt at strømprisen er høy nok i forhold til andre energikilder.

Energikravene i byggteknisk forskrift stiller krav til energibruken per m<sup>2</sup> i bygg, men påvirker også energifleksibiliteten gjennom krav om pipe i småhus og energifleksible løsninger som vannbåret varmesystem i større bygg. Disse kravene gjelder kun for nye bygg og for bygg som gjennomgår omfattende rehabilitering. Endring av grunnleggende infrastruktur i eksisterende bygg er svært kostbart.

### *Lite energifleksibilitet i elektrisk transport, begrenset til hybride løsninger*

Strøm til elektrisk transport kan øke fra ca. 1 TWh i dag til 15-18 TWh i 2050 når store deler av veitransporten og deler av sjø- og luftfarten er elektrifisert. Dette bidrar til en strammere kraftbalanse framover. En begrenset andel av den elektriske transporten kan

i teorien bruke alternative energikilder gjennom vinteren eller i vårknipa. Elferger kan bruke diesel, og landstrøm kan bruke strømaggregatene til å produsere strøm når det ikke ligger skip i havn. Utslippskrav og støygrensener kan begrense energifleksibiliteten for disse aktørene.

## 4.3 Effektutfordringer

### 4.3.1 Oppsummering: Effektutfordringer kan løses ved mer fleksibel produksjon, mer fleksibelt forbruk og energilager

Effektutfordringer oppstår hovedsakelig på ukedager i morgentimene (mellom klokken 7 og 11) eller på ettermiddagen (mellom klokken 17 og 19), eventuelt ved utfall av viktige produksjonsanlegg og/eller strømlinjer i perioder med høyt forbruk. Dermed er det kun kilder som er tilgjengelig på disse tidspunktene som kan bidra til å løse effektutfordringene. Ny produksjon med magasinkapasitet bidrar til å løse utfordringene:

- Vannkraft med økt effektkapasitet
- Pumpekraft: pumper kraft i magasinet på natta for å produsere mer i topplasttimer
- Reservekraft

Forbruksfleksibilitet fra mange ulike kilder er godt egnet til å løse effektutfordringer, gjennom å kutte forbruk i korte perioder, bytte til en annen energikilde eller ved å flytte forbruk fra topplasttimene til andre timer på døgnet. De tekniske mulighetene finnes, men det er usikkert hvor mye forbruk som vil kuttes ut ved ulike prisnivåer:

- Tradisjonell industri: Potensialet er usikkert, men kan være stort, over 5000 MW for utkobling i en enkelttime, og det varierer hvor høyt kraftprisen må opp før utkobling skjer. For lengre perioden enn en time må trolig kraftprisen bli enda høyere før utkobling er realistisk. Elektrifisering av varmeprosesser kan gi muligheter for å ta i bruk termiske lager som kan varmes opp i lavlasttimer og brukes i topplasttimer.
- Batterifabrikk krever mye termisk energi, varme og kjøling står for anslagsvis 50 prosent av energiforbruket. Det gir flere muligheter for fleksibilitet, både ved å utnytte termisk tregghet, bytte til andre energikilder og ved å bruke termiske lagre
- Produksjon av hydrogen er relativt fleksibel og kan produsere mer på tidspunkter på døgnet med lave priser og mindre i timer med høye priser, f.eks. ved effektknapphet i systemet.
- Husholdninger og næringsbygg kan spille en rolle ved å
  - *unngå at effekttoppene øker* f.eks. gjennom elbillading på ettermiddagen og nattsenkning av innetemperatur med rask oppvarming i topplasten på morgenen, slik ny nettleieutforming oppfordrer til, og
  - redusere toppene ved å flate ut forbrukskurven, dvs. flytte forbruk fra topplasttimene til timer uten effektknapphet (og lavere priser). Dette vil kreve styringssystemer, og vil ikke skje i noe omfang dersom forbrukere må flytte sitt forbruk manuelt.

Tabell vii: Oversikt over hvordan fleksibilitet fra ulike kilder kan bidra til å løse effektutfordringer (grove estimat på volum)

Kilde	Mulig volum 2030 (MW)	Mulig volum 2050 (MW)	Kostnad	Type tiltak	Ledetid	Forutsetning for å levere
Effektutvidelser vannkraft	700	Potensielt stort	Middels	Få og store i		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet</li> <li>Konsesjon og konsesjonsvilkår</li> </ul>
Pumpekraft	-	-	Middels	Få og store investeringer		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet</li> <li>Konsesjoner</li> </ul>
Reservekraft	280	Tilpasset behovet	Svært høy	Få og store investeringer		<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapasitetsmarked i regi av Statnett</li> </ul>
Tradisjonell industri	3500	3500	100-200 EUR/MWh	Utnytte eksisterende		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet pga. prisvariasjoner</li> <li>Lav risiko for produksjonskjeden</li> </ul>
Batterifabrikker	250	avh. av utbredelse	Middels	Få og store		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomt med termisk lager eller alternativ energi</li> </ul>
eFuels	usikkert	1000	Lav	Styring		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet - prisvariasjon over døgnet</li> </ul>
Bygg	1000	6000	Middels-høy	Mange og små		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet og kunnskap om tiltak</li> <li>Automatisk styring og enkel data tilgang</li> </ul>
Hybrid transport	75	100	Lav	utnytte eksisterende kapasitet		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet</li> <li>God tilgang på alternativ drivstoff</li> </ul>
Batterier	Ukjent, men økende	Stort, inkl V2G	Høy, men synkende	Mange og små		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lønnsomhet - brukes til flere formål</li> </ul>

#### 4.3.2 Produksjonskapasiteten pr. time kan utvides i eksisterende vannkraft

Fleksibiliteten i eksisterende vannkraft utnyttes godt i dag og løser de fleste effektutfordringer, eventuelt kombinert med import, i høylasttimene. Utvidelse av effektkapasiteten i eksisterende vannkraftverk øker muligheten til å produsere mer i enkelttimer med høye priser. Det teoretiske potensialet for slike utvidelser er ifølge NVE stort, men naturhensyn begrenser effektutbygging i slike prosjekter (Statnett, 2022). Lønnsomheten av effektutvidelser er også usikker, men øker med økte prisvariasjoner innenfor døgnet. Norske vannkraftprodusenter utreder flere slike prosjekter, og det forventes at flere vil bli meldt og komme til konsesjonsbehandling framover. Statkrafts konsesjonssøknad om utvidelse av effektkapasiteten i Mauranger II fra 250 til 880 MW er på høring med frist 25. november 2022.

Vindkraft produserer mer om vinteren enn om sommeren, og ny vindkraft vil bidra til at antall timer med effektknapphet på vinteren blir redusert. Når det er vindstille, eller tilnærmet vindstille, og samtidig kaldt, hjelper det imidlertid lite å ha mer vindkraftkapasitet. Solceller produserer lite strøm om vinteren, og kun midt på dagen utenom toppplastimene, og vil derfor bidra ubetydelig i timene med høyest last og potensiell effektknapphet.

#### 4.3.3 Både eksisterende og ny industri har tekniske muligheter til å redusere effekttoppene dersom prisene i enkelttimer blir tilstrekkelig høye

Industrien bidrar allerede i dag med effektreduksjoner i et estimert omfang på 1000–1600 MW (Statnett, 2022). Det kan være mulig å øke bidraget fra eksisterende industri, og bidrag fra ny industri er også aktuelt.

##### Silisiumproduksjon

Silisiumproduksjon kan stoppe noen av sine smelteovner i inntil 2 timer før det får konsekvenser for produksjonen. Hver ovn har en kapasitet på 20–50 MW, og et typisk produksjonsanlegg inneholder 2–3 slike ovner. NVE (2022) anslår at silisiumproduksjon kan koble ut rundt 500 MW i enkelttimer når strømprisene kommer over 200 EUR/MWh.



### *Treforedling*

Treforedling har mange ulike steg i sine produksjonsprosesser. Enkelte steg i prosessen kan stanses i perioder på grunn av muligheten til å lagre biomassen mellom stegene, f.eks. kan kverning stanses fordi det finnes et lager av oppkvernet trevike før neste steg i prosessen. Slik stans kan gi et viktig bidrag til å redusere effekttopper og til en lav kostnad. NVE (2022) anslår at 3000 MW kan kobles ut når strømprisene i enkelttimer kommer over 100 EUR/MWh, men dette potensialet virker noe høyt etter at flere treforedlingsbedrifter er lagt ned i Norge.

### *Aluminiumsproduksjon*

Aluminiumsindustrien kan stoppe noen av sine smelteovner i noen få timer før det får konsekvenser for produksjonen. Hver ovn har en kapasitet på 2 MW, og et produksjonsanlegg har ofte 100 slike ovner. NVE (2022) anslår at aluminiumsindustrien kan koble ut rundt 2000 MW i enkelttimer når strømprisene i enkelttimer kommer over 1000 EUR/MWh. Den høye kostnaden skyldes at det ved utkobling i én time tar inntil en uke før produksjonen er oppe på samme nivå som før. I tillegg til de tekniske forutsetningene, vil leveranseforpliktelser og prisen på aluminium påvirke hvor aktuelt det vil være å bidra med fleksibilitet.

### *Batterifabriker*

Batterifabriker vil bli etablert i Norge fra rundt 2025, og bare én slik fabrikk (Morrow i Arendal) vil ha behov for opp mot 3 TWh og 320 MW. En stor andel av strømforbruket går til termiske energi, både kjøling og varme. Varme kan leveres med alternativ energikilder, noe som gjør det mulig å koble ut elkjeler i korte og lengre perioder. Det vil være behov for å forberede utkobling av elkjeler for å unngå at olje, gass eller biokjeler må stå på og være klare kontinuerlig. Både kjøling og varme kan lagres i termiske lagre. Dersom slike lagre er installert, kan batterifabriker benytte energi fra lageret i topplasttimene i stedet for å hente strøm fra nettet. Hvor lenge strømmen til varme/kjøling kan kobles ut, avhenger av størrelsen på lageret. Et termisk lager har en betydelig lavere kostnad enn et elektrisk batteri, estimert til godt under 10 prosent sammenlignet med batterier.

### *Produksjon av hydrogen og annen eFuel*

Etter 2030 er det forventet en økning i produksjon av hydrogen og andre e-fuels (syntetisk diesel, ammoniakk osv.) til bruk i både transportsektoren (f.eks. skip og tungtransport), men også til å erstatte hydrogen fra naturgass i industrien. NVE og Statnett har estimert strømbehovet til slik produksjon til 7-8 TWh i 2040, noe som betyr minst 1000 MW installert effekt. Elektrolysørene vil være i drift de fleste av årets timer, men det vil være mulig å stoppe produksjonen i noen timer om gangen dersom strømprisene blir svært høye. Slik utkobling forutsetter lagerkapasitet for hydrogen slik at leveranseforpliktelser til kundene ikke blir berørt, men det er noe produsentene forventes å ha på plass uansett.

#### **4.3.4 Noe fleksibilitet kan komme fra alminnelig forsyning, men det krever styringssystemer og tilgang på markedsdata**

Bidragene fra både bygg og elektrisk transport til å redusere effekttopper er i dag svært begrenset, og strømforbruket endrer seg lite selv i timer med høye strømpriser. Det finnes likevel et visst potensial med økt styring og automatikk i framtiden, men fleksibiliteten vil komme fra mange små forbrukere, og det er flere forhold enn priser som spiller inn for deres ønske og mulighet til å redusere forbruket i enkelttimer.

### Husholdninger

*Oppvarming* er i stor grad elektrisk og utgjør 67 prosent av energiforbruket i husholdninger, men andelen vil bli redusert pga. energieffektivisering og strenge energikrav til nye bygg.

Det er et selvstendig poeng å unngå at effekttoppene på morgen og ettermiddag øker framover. Dersom elbiler lades raskt på ettermiddagen, gir det en betydelig økning i effekttoppen på ettermiddagen. Tendensen til at kunder ønsker rask lading hjemme (22 kW) framfor lading over flere timer, er dermed bekymringsfull. Økt bruk av smarthusteknologi kan gi økt energieffektivisering gjennom redusert innetemperatur om natten, men kan øke effekttoppene siden det krever raskt oppvarming på få timer om morgenen. Innføringen av ny nettleiemodell fra juli 2022 gir noe bedre incentiver til å unngå økte effekttopper fra norske boliger enn tidligere.

På kalde dager står varmen på i de tusen hjem og næringsbygg. Om man skrur ned varmen i enkelttimer, vil ikke temperaturen gå ned med en gang. I effekttoppen om morgenen, er de fleste allerede gått på jobb/skole, så de færreste vil merke et par timer uten at varmen står på. Dermed finnes det en mulighet til å *flytte* bruken av strøm til oppvarming til andre tidspunkt enn de få timene i topplast. Effekten til oppvarming pr. bolig kan variere mellom 1 og 10 kW. Om hver norsk bolig kan bidra med 1 kW, vil det utgjøre 2000 MW, noe som ikke er realistisk uten stor utbredelse av automatiske løsninger. Tilbudet av smarthusløsninger er økende, og de fleste strømleverandører tilbyr slik teknologi til sine kunder. I løpet av mars til juni i 2022 henvendte 1700 personer seg til Enova med spørsmål og i underkant av 1000 søkte om støtte til slike løsninger, noe illustrerer en økende interesse.

*Varmtvannstanker* er teknisk sett en interessant kilde til fleksibilitet. Strømbruken skjer ved oppvarming av vann rett *etter* dusjing på morgenen. Hos de fleste betyr det at vannet varmes opp i topplasten på morgenen, selv om det er lenge til man skal dusje igjen neste morgen eller om kvelden. Styringsystemer som gjør at oppvarming av varmtvann kan flyttes ut av topplasttimene, representerer en samlet effekt på 500–4000 MW, avhengig av hvor stor andel av tankene som varmer vann i topplast og hvor stor andel som styres. I 2022 har det kommet smarte varmtvannstanker på markedet, men det vil ta mange år før slike tanker får en stor utbredelse. Forventninger om prisvariasjoner påvirke valg om forbrukere velger en slik tank når ny tank skal installeres. I løpet av mars til juni i 2022 henvendte 400 personer seg til Enova med spørsmål og i underkant av 500 søkte om støtte, til tross for at smarte varmtvannstanker bare nylig ble lansert i markedet.

*Elbillading hjemme* øker raskt, og normal ladeeffekt er mellom 1,5 og 22 kW pr. hjemmelader. Batterikapasiteten i en elbil er langt større enn det som trengs for dekke gjennomsnittlig daglig kjørelengde, og hjemmeladere har innebygde styringsystemer som enten kan styre på tid, på tvers av ladere eller kobles til smarthussystemer. Det meste av hjemmeladingen kan dermed flyttes ut av topplasttimene uten at det får konsekvenser for bilbruken. I en framtid der alle personbiler er elektriske, kan flytting av 15 prosent av ladingen fra topplast til sakte lading (1,5 kW) kveld/natt, utgjøre 500 MW. Tilsvarende tall for flytting av rask lading (22 kW) utgjør 6600 MW. Mange lader allerede elbilen sin på natta pga. lavere priser. I fellesgarasjer med lading er det også relativt vanlig å styre ladingen for å unngå å bruke mye kapasitet samtidig, og dermed sparer kostnader til både investeringer i infrastruktur og nettleie.

### Næringsbygg

Oppvarming, kjøling og ventilasjon er de mest interessante kildene til fleksibilitet i næringsbygg og står til sammen for ca. 55 prosent av strømforbruket i byggene. De aller fleste næringsbygg har allerede en såkalt «effektvakt» for å begrense effektbruken

når alt elektrisk utstyr slår inn om morgenen. Dette gjør de for å unngå høy nettleie der de må betale for høy effektbruk i enkelttimer. Slikt utstyr er altså installert som et resultat av prisincentiver i nettleien.

Oppvarming, kjøling og ventilasjon er trege laster som kan kobles ut en viss tid før man merker konsekvensene av det. Det er også mulig å varme opp eller kjøle ned et bygg før effekttoppen på morgenen for å ha en buffer hvis man ønsker å redusere forbruket i toppplasttimer med høye priser. Bygg med sentralfyring kan også ha mulighet til å bytte energikilde i timer med høye priser. Denne muligheten er kraftig redusert de siste 10 årene på grunn av at mange oljetanker er blitt fjernet. De fleste næringsbygg har fortsatt et sentralt varmeanlegg med vannbåret varmedistribusjon, men nå med elkjeler eller varmepumper. Det er mulig å installere termiske lagre i slike bygg, noe som kan gi økt fleksibilitet, f.eks. ved at vannet varmes opp på natten og brukes til oppvarming av bygget på dagen. De fleste næringsbygg og kommuner har sentrale driftssystem som ofte også kan fjernstyres utenfra.

### *Batterier i bygg*

Elektriske batterier kan installeres i bygg for å forsterke mulighetene til å flytte på energibruken som beskrevet over og samtidig unngå tap av komfort. Batterier er kostbare til slikt bruk i dag, men kostnaden er på vei ned, og mulighetene for å bruke batterier i elbiler kan også øke i framtiden (såkalt Vehicle to Grid, V2G). Installasjon av batterier er mest relevant i kombinasjon med egenproduksjon fra solceller eller småskala vind for å lagre produksjonen til tidspunkt der man kan bruke den selv framfor å sende den ut på nettet.

### *Elektrisk transport*

Det er kun hybride transportløsninger som kan bidra med fleksibilitet til å redusere effekttoppene fordi de kan bytte fra strøm til flytende drivstoff i timer med høye priser. Det gjelder i hovedsak for elfergene og landstrøm. Fergene går hele året, og kan unngå lading i toppplastimer på vinteren. Fra 2030 er samlet installert ladekapasitet for fergene estimert til 900 MW (NVE, 2017). Det er uvisst hvor mye av dette som er tilgjengelig pr. time, men om vi estimerer at alle fergene lader 10 minutter på én side av fjorden en gang per time (topplast sammenfaller med rushtid i veitransporten), kan gjennomsnittstilgangen på fleksibilitet estimeres til 75 MW. En stor andel landstrømmen brukes av cruiseskip som kun kommer til Norge i sommerhalvåret, mye av landstrømmen er dermed ikke relevant for å løse effekttopper i vinterhalvåret.

## 4.4 Frekvensutfordringer

### 4.4.1 Oppsummering

Statnett jobber sammen med andre systemansvarlige i Norden og Europa for å utvikle balansemarkedene i takt med endringene i kraftsystemet og i behovene for systemdriften. De har etablert en tiltaksplan for utvikling av systemdrift- og markedsløsninger på fem områder for perioden fram til 2030:

- Videreutvikle handelsløsninger som inkluderer blant annet overgang fra times- til kvartersoppløsning i alle energi- og flere av balansemarkedene
- Sikre effektiv bruk av fleksibilitet gjennom videreutvikling av eksisterende produkter, inkludert flere kapasitetsmarkeder og aggregering uavhengig av balanseansvar.
- Automatisering av systemdriften, innføring av nye analyseverktøy og integrasjon mot europeiske balanseplattformer

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- Forbedre driftskoordinering med nettselskap, andre systemansvarlige, produsenter og forbrukere
- Utvikle drifts- og markedsløsninger for tilknytning av havvind

I takt med at Statnett utvikler sine løsninger, blir det behov for økte volumer til balansering, fra nye fleksibilitetskilder og i hele landet. De fleste nye typer av forbruksfleksibilitet kan teknisk sett levere tjenester i alle balansemarkedene. Batterier er særlig aktuelle for FFR, FCR og aFRR, mens energibehovet som kreves for å levere mFRR ofte er for stort til at det blir lønnsomt for et batteri å levere. Volumet av teknisk fleksibilitet fra eksisterende industri, batterifabriker, datasenter, næringsbygg og husholdninger er en relevant kilde til fleksibilitet i balansemarkedene, fortrinnsvis gjennom aggregering.

Minstekravet for å gi bud er i dag ofte 10 MW, men Statnett jobber med å redusere kravene til budstørrelse. Samtidig kan aggregering av fleksibilitetskilder bidra til at flere aktører kan delta gjennom et samlet bud som oppfyller størrelseskravet.

Vannkraft leverer i dag fleksibilitet i balansemarkedene og er særlig relevant for aFRR og mFRR.

**Tabell viii: Mulige kilder til økte volum i balansemarkedene for frekvens**

Kilde	FFR	FCR	aFRR	mFRR	Lokalisering	Forutsetning for å levere
Ny vannkraft		✓	✓	✓	I hele landet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lønnsomhet</li> <li>• Magasiner</li> </ul>
Tradisjonell industri - elektrifisert	✓	✓	✓	✓	Langs kysten i hele landet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lønnsomhet</li> <li>• Lav risiko for produksjonsprosess</li> </ul>
Batterifabriker og datasenter	✓	✓	✓	✓	I hele landet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lønnsomhet</li> <li>• Aggregering ved høye minstebud</li> </ul>
eFuels	✓	✓	✓	✓	I hele landet langs kysten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lønnsomhet</li> <li>• Aggregering ved høye minstebud</li> </ul>
Aggregert fleksibilitet	✓	✓	✓	✓	Hele landet, mest i tettbygde strøk	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lønnsomhet i verdikjeden</li> <li>• Digitale verdikjeder, enkel håndtering av balanseansvar</li> </ul>
Batterier	✓	✓	✓	✓	Lokaliseres etter behov	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lønnsomhet, brukes til flere formål</li> </ul>

### 4.4.2 Produksjon

Vannkraft har vært den viktigste kilden til fleksibilitet også i frekvensmarkedene i Norge. Det er de fortsatt, men for det raskeste produktet, FFR, er vannkraften ikke egnet til å levere. Strengere tekniske krav for FCR kan også i noen grad begrense vannkraftens bidrag her. Hyppigere kjøring nærmere full kapasitet kombinert gjør at økninger i produksjon blir mer kostbart. Økt verdi av fleksibilitet i spot- og intradagmarkedene gjør det mer kostbart for vannkraftprodusenter å sette av kapasitet til å delta i frekvensmarkedene.

Vindkraft kan delta sammen med forbruk i aggregerte bud, så det kan vært mulig å få inn ressurser også fra ikke-regulerbar produksjon i regulerkraftmarkedene.

#### 4.4.3 Tradisjonell industri

Det er få deltakere i frekvensmarkedene fra forbrukssiden, og de fleste er trolig store industribedrifter. I følge (NVE, 2022) finnes det per i dag 1100 – 1600 MW fleksibilitet fra forbruk som deltar i mFRR-markedene. Vi har ikke mulighet til å vurdere hvorvidt flere aktører kan delta og hvilken lønnsomhet de vil ha ved dagens priser, men elektrifiserte varmeprosesser har egenskaper til å bidra i flere av markedene. For mange industribedrifter vil det nok være mer aktuelt å delta i aggregerte bud enn i egen regi fordi frekvensmarkedene kan være krevende å sette seg inn i og å håndtere.

#### 4.4.4 Hydrogenproduksjon med elektrolyse kan levere i alle frekvensmarkedene

Fleksibilitetspotensialet i hydrogenproduksjon kommer i hovedsak fra elektrolysen. Det gjelder også for de fleste andre eFuels om har hydrogen som en innsatsfaktor. Elektrolysører som er i drift har både størrelsen og egenskapene som gjør at de kan levere alle balanseproduktene. Dagens moduler er på ca. 1 MW og vil øke til ca. 10 MW i 2030 (Entso-E og Frontier Economics, 2022). Responstiden er svært rask og tilstrekkelig rask også for FFR og FCR. Energivolumene kan være store nok i store hydrogenanlegg å levere mFRR. Med en forutsigbar produksjon av hydrogen er det også mulig for aktørene å binde seg opp i kapasitetsmarkeder. For mFRR som har en responstid på 15 minutter, kan elektrolysører også delta fra kald start, dvs. at de ikke allerede produserer hydrogen.

Elektrolysører som er i drift har i tillegg den fordel at de kan både øke og redusere produksjonen. Dermed kan de oppfylle krav om symmetri som et krav er for å delta i enkelte frekvensmarkeder.

#### 4.4.5 Aggregert fleksibilitet kan bli en viktig kilde til frekvensmarkedene

Aggregatorer i markedet tilbyr ofte kombinerte løsninger der de hjelper næringsbygg, industri, produksjon og batterier både til å optimalisere sin energibruk basert på priser (implisitt fleksibilitet) og til å delta i ulike markeder der man gjerne må by inn i markeder og/eller aktiveres på signal (eksplisitt fleksibilitet), ikke basert på priser. Det er den siste typen fleksibilitet vi har i fokus her.

Aggregert fleksibilitet i fleksibilitetsmarkeder er relativt nytt og er fortsatt umodent. Gjennom mange ulike pilotprosjekter, både i regi av Statnett og nettselskapene, har aggregert fleksibilitet blitt testet ut i samarbeid med tilbyderne. Deltakerne i slike piloter har blitt aktive i Statnett sine balansemarkeder etter pilotene.

Særlig viktig har aggregert fleksibilitet vært for balanseproduktet FFR (Fast Frequency Reserve) som ble startet opp i 2022. Statnett har inngått avtaler på 150 MW med industri, datasenter og aggregert fleksibilitet. Vannkraften som står for mye av fleksibiliteten i dagens kraftsystem oppfyller ikke kravene for å levere på dette produktet, så det har vært svært viktig å få inn nye aktører for å dekke dette behovet. Med dagens priser i FFR-markedet er det lønnsomt å delta med aggregert fleksibilitet til stross for en instrumenteringskostnad på rundt 100.000 kroner for å bli i stand til å delta i markedet (Victoria Fearnley Landmark, 2022).

I følge Enfo (Victoria Fearnley Landmark, 2022) som leverer teknologi til en stor andel av norske aggregatorer, er også det nest raskeste balanseproduktet, FCR (Fast Containment Reserve), svært aktuelt på sikt for aggregerte ressurser, fordi man kan måle frekvensen sentralt benytte en aggregert portefølje til å levere på ulike frekvensnivå. Enfo har per nå en kapasitet på ca. 300 MW i sin portefølje i Norden. Siden ikke all fleksibilitet er tilgjengelig til enhver tid, er tilgjengelige fleksibilitetsressurs i en tilfeldig time betydelig lavere enn dette. En annen årsak til at ikke all fleksibiliteten er tilgjengelige i markedet er begrensninger i hvordan bud

kan utformes til Statnett sitt regulerkraftmarked: minst 5/10MW per stasjonsgruppe per balanseansvarlig. Ressurser som inngår i deres aggregerte portefølje er både industri, datasenter, varme/kjøling/ventilasjon i store bygg, batterier og produksjon (vindkraft).

En stor fordel med FFR og FCR er at det er så lite energi involvert (dvs. svært raske ut/innkoblinger med høy effekt). Dermed kan man bruke batterier i porteføljen til både peak shaving og delta i enten FFR eller FCR i tillegg. Dette øker lønnsomheten på fleksibiliteten som er installert.

I Norge jobber både Statnett og nettselskapene med piloter for å utvikle bruken av aggregert fleksibilitet til å håndtere frekvensbalanseringen, flaskehalsar og spenningsutfordringer i nettet. Enova har støttet en rekke pilotprosjekter for å teste ut fleksibilitet og batterier som løsning og for å bidra til å utvikle verdikjedene. I Enovas portefølje er målet å få inn 47 MW fleksibilitet, der status per november 2021 var 65 prosent av dette. Statnett har over flere år testet ut løsninger med aggregert fleksibilitet gjennom en rekke pilotprosjekter, noe som også har bidratt til å øke volumet av aggregert fleksibilitet i balansemarkedene. Behovet for raske reserver øker med andelen uregulert produksjon i systemet, og Statnett har måtte både endre produktene og øke volumet de kjøper av raske reserver. Aggregert fleksibilitet (og forbruk for øvrig) er godt egnet til å løse disse utfordringene og prisene er høye. Enfo (Victoria Fearnley Landmark, 2022) rapporter om stor interesse fra både forbrukere, produsenter og eiere av batterier om å komme inn i aggregerte porteføljer. Volumet av aggregert fleksibilitet er dermed i sterk vekst i disse markedene.

Per i dag er det hovedsakelig industri, næring og batterier som inngår i aggregert fleksibilitet. En økt utbredelse av smarthusteknologi kan bidra til at også laster i husholdningene kan inngå i løsningene. For at det skal være mulig, er det viktig at smarthusløsningen bruker standard kommunikasjonsprotokoller slik at det kan integreres med aggregatorenes styringssystemer. Enova har derfor bruk av åpne kommunikasjonsstandarder som krav for investeringsstøtte til slike løsninger.

Det er et økt behov for nettkapasitet de fleste stedene i landet, særlig på høye spenningsnivå (regionalt distribusjonsnett). Bruk av fleksibilitet fra regionale forbrukere kan dermed også bli aktuelt for nettselskapene i årene framover. Foreløpig er det særskilte avtaler der kunder kan kobles til nettet i dag, men med en avtale om å at de blir koblet ut ved feil eller utfordringer i nettet som er mest aktuelt. En økning i bruken av aggregert fleksibilitet fra nettselskapenes side kombinert med ordninger for koordinering med Statnett og energimarkedene, vil bidra til økte volumer i aggregert fleksibilitet. Britiske nettselskaper er i ferd med å bygge opp fleksibilitet som en løsning på økt etterspørsel etter kapasitet fra elbiler og konvertering fra gass til elektrisk oppvarming. Dette har ført til at Storbritannia har det mest modne markedet for distribuert fleksibilitet til nettformål i Europa.

## 5 VURDERING AV AKTUELLE RAMMEBETINGELSER FOR Å SIKRE BALANSE I KRAFTSYSTEMET FRAMOVER

Variasjoner i kraftprisen reflekterer knapphet på energi og effekt og gir både produsenter og forbrukere incentiver til å gjøre tilpasninger som bidrar til balanse. Markedsprisene koordinerer beslutninger blant markedsaktørene og bidrar til at markedet raskt fanger opp og tilpasser seg endringer i underliggende ressursforhold, noe som bl.a. er avgjørende for å håndtere energiknapphet og gi signaler om verdien av kortsiktig fleksibilitet på en effektiv måte. Det styrker forsyningssikkerheten i systemet. I lys av de raske endringene både i Norge og i markedene vi er koblet sammen med, kan økt usikkerhet om energitilgang og -knapphet i tørrår og om effekttilgangen i topplast, gi grunnlag for å innføre ekstra virkemidler av hensyn til forsyningssikkerheten. Raskere konsesjonsbehandling, rask avklaring av rammevilkår for offshore vindkraft og incentiver til økt energieffektivisering kan bidra til å styrke energibalansen. Økt fleksibilitet i både produksjon og forbruk kan stimuleres gjennom støtteordninger, krav og kapasitetsmarkeder som kan bidra til å håndtere både energi- og effektknapphet. I behandlingen av vannkraftkonsesjoner kan verdien av forsyningssikkerhet og behovet for fleksibilitet vektas tyngre. Styrket innenlandsk nettkapasitet vil bidra til å sikre balansen av energi, effekt og frekvens, og blir enda viktigere med sterk forbruksvekst mange steder i landet.

### 5.1 Oppsummering av konklusjoner

#### 5.1.1 Virkemidler for styrket energibalanse

##### *Styrket energibalanse*

Den underliggende energibalansen kan styrkes gjennom hurtigere og økt utbygging av produksjonskapasitet og/eller energieffektivisering og lavere forbruksvekst. Det fordrer:

- Kortere ledetider for ny produksjon. Konsesjonsprosessene kan trolig reduseres ved å strømlinje prosessene og sette tidsfrister, men det er vanskelig å kutte ledetiden fra planlegging til realisering vesentlig for storskalaprosjekter.
- Avklaring av rammevilkår for vindkraft til havs. Det gjelder både tildeling av områder, markedsorganisering, nettspørsmål og eventuelle støtteordninger.
- Redusere barrierer for solceller, energieffektivisering og småkraft: Det er bl.a. behov for å styrke kunnskap, kapasitet og kompetanse i byggebransjen og å målrette energieffektiviseringsvirkemidler mot rehabilitering av eksisterende bygg, men det er en utfordring at tiltakshavere er mange og små og har begrenset informasjon og kunnskap om aktuelle løsninger.
- Støtte til utvikling av nye produksjonsteknologier som kan bidra på lengre sikt.

##### *Økt energifleksibilitet*

Det er neppe realistisk å øke kapasiteten i flerårs- og sesongmagasiner eller å utvide importkapasiteten på kort sikt. Aktuelle virkemidler for å styrke energibalansen er:

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- Økt overføringskapasitet mellom prisområdene kan bidra til å styrke energibalansen i år med store geografiske ubalanser
- Ordningen med energiopsjoner kan utvides og gjøres mer langvarig, og den kan kombineres med krav og støtteordninger. F.eks. kan det stilles krav om alternative oppvarmingskilder, krav om fleksibilitet ved tilknytning av ny industri, og det kan innføres støtteordninger og kapasitets- eller opsjonsbetaling.

#### *Økt forsyningsikkerhet i tørrår*

Virkemidler som kan innføres for å styrke forsyningsikkerheten i tørrår direkte er:

- Inngrep i vanddisponeringen som gir mer sparing. Eksempler er krav til minste magasinopfylling f.eks. ved inngangen til vårknipa og/eller ved inngangen til vinteren, opprettelse av en strategisk vannreserve, og et magasinopfyllingsmarked.
- Utnytte magasinkapasiteten bedre. Ved å lempe på minstemagasinopfyllingskrav kan man utnytte energireserver i magasinene.
- Reservekraftverk. Regulerbare reservekraftverk, som gasskraftverk, gir økt energitilgang ved knapphet.

#### **5.1.2 Virkemidler for styrket effektbalanse**

Større prisvariasjon og hyppigere effektprising, samt ny nettleiemodell gir incentiver til å kutte effekttoppene. For å styrke incentivene ytterligere kan man:

- Øke kapasitetsleddet i nettariffen slik at det reflekterer kostnadsstrukturen i nettet bedre
- Vekte mulighet for effektkjøring sterkere ved nye og fornyede konsesjoner for vannkraftverk
- Innføre krav, støtteordninger og/eller kapasitetsmarkeder for å få økt tilgang på fleksibilitet

#### **5.1.3 Virkemidler for styrket frekvensbalansering**

I motsetning til løsningen på energi- og effektutfordringene, som er overlatt til markedet, her ansvaret for frekvensbalanseringen tillagt Statnett. Statnett utvikler planer og løsninger i samarbeid med systemansvarlige TSOer i andre nordisk og europeiske land.

Viktige virkemidler er:

- Å sikre tilstrekkelige ressurser og midler til å utvikle fleksibilitetsstilbud og markedsløsninger, også på tvers av nettnivåer
- Bedre koordinering av bruken av fleksibilitet på tvers av områder og etablering av systemer som gjøre det mulig

## **5.2 Virkemidler for å sikre energibalanse**

#### **5.2.1 Virkemidler for styrking av kraftbalansen**

Utgangspunktet er at utsikter til en sterk forbruksvekst, særlig knyttet til elektrifisering for å nå klimamålene og til oppbygging av ny industri for å omstille økonomien, ikke matches av en tilsvarende økning i produksjonskapasiteten.

Det er grunnleggende to hovedtyper av virkemidler som kan legge til rette for ny produksjon:



Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- Fjerne barrierer for utbygging av produksjonskapasitet som er kommersielt lønnsom gitt markedspriser, men som ikke utløses på grunn av ulike barrierer som kan være markedsmessige eller regulatoriske
- Innføre støtteordninger for produksjonskapasitet som er samfunnsøkonomisk lønnsom, men ikke kommersielt lønnsom på markedsmessige vilkår

Eksempler på det første kan være at produksjonen ikke får tilgang til alle relevante markeder, men også lange konsesjonsprosesser og stor usikkerhet om utfallet, kan utgjøre slike barrierer. Det samme kan andre uavklarte regulatoriske rammebetingelser.

I tillegg kan kraftbalansen styrkes gjennom nettutvikling og energieffektivisering.

### *Storskala produksjonskapasitet*

Økt vannkraftproduksjon kan trolig komme tidligst fra opprustning og utvidelsesprosjekter (O/U-prosjekter). Med nylige endringer i skatteregimet, varsles det at det er flere O/U-prosjekter er lønnsomme og at flere konsesjonssøknader på trappene. Hvor lang tid det vil ta å realisere prosjektene, kommer an på hvor modne de er og hvor store naturinngrep det er snakk om.

*Vindkraft på land* er trolig lønnsomt på basis av forventninger om utviklingen i markedsprisene, men etter innspurten mot deadline for rett til elsertifikater (31.12.21), har behandlingen av vindkraftkonsesjoner og -utbygging stått stille. Den kraftige vindkraftutbygginga på slutten av det siste tiåret genererte heftig motstand både lokalt og nasjonalt. NVEs rapport om hvilke områder som, basert på kartlegging av en rekke eksterne virkninger av vindkraftutbygging som var ment å effektivisere og konsentrere konsesjonsbehandlingen av vindkraft til de minst kontroversielle områdene, ble oppfattet som det motsatte. Det er nå åpnet opp for konsesjonsbehandling av vindkraft igjen, men under forutsetning av at de kommunene utbyggingen skjer i, skal ønske slik utbygging.

For å gjøre det mer attraktivt for kommunene å være vertskap for vindkraft, ilegges vindkraft på land fra 1. juli 2022 en særavgift på 1 øre/kWh som skal fordeles på vertskommunene. Det gjenstår å se hvor mye av vindkraftpotensialet dette vil bidra til å utløse.

I REPowerEU foreslår EU-kommisjonen at medlemslandene skal identifisere «go-to»-områder for utbygging av fornybar kraftproduksjon. Det innebærer å utpeke tilstrekkelig homogene områder på land og til havs der det ikke forventes at utbygging av en spesifisert type fornybar energi vil ha store negative miljøkonsekvenser. Områder som allerede er påvirket av inngrep skal prioriteres. Identifikasjonen av disse områdene skal bygge på «all appropriate tools and datasets to identify the areas where the renewable energy plants would not have a significant environmental impact, including wildlife sensitivity mapping». Idéen er at det i disse områdene skal bli lettere og raskere å få konsesjon for å bygge ut vindkraft. Opplegget minner om NVEs rammeplan for vindkraft, men dette forslaget er mer i tråd med måten NVEs rammeplan ble oppfattet på, enn det som faktisk var hensikten.

REPowerEU inneholder også et forslag som innebærer at det i konsesjonsbehandlingen skal tas hensyn at fornybar energiproduksjon, inkludert energilagre, er viktige ut fra «overriding public interest» som helse og sikkerhet.

Når det gjelder vindkraft til havs, er den viktigste barrieren nå, at rammebetingelsene ikke er klarlagt verken når det gjelder tildeling av områder, nettutbygging eller støtteordninger. Rammeverket er imidlertid under utvikling og flere aktører står mer eller mindre klare til å gi bud når områder lyses ut. Ledetiden for realisering er uansett lang.

### *Småskala produksjon*

Installasjon av solceller på bygg kan realiseres raskt dersom etterspørselen øker. Den viktigste driveren for investeringer er lønnsomhet. I likhet med andre tiltak i husholdninger og mindre næringsbygg, er lønnsomhetsperspektivet relativt kort (tilbakebetalingstid), men investeringene drives også til en viss grad av idealisme og teknologinysgjerrighet. Det betyr også at stemningen kan snu fort med høye priser og/eller økt oppmerksomhet, og da kan utbyggingen bli begrenset av kapasiteten hos installatørene og tilgangen på solceller i en periode.

Nylige endringer i reguleringen legger bedre til rette for investeringer i solceller for borettslag og sameier. Enova og Oslo kommune har støtteordninger for installasjon av solceller. Solenergiforeningen fremhever også den rollen det offentlige kan spille ved å gå foran og installere solceller på offentlige bygg, og å likestille installasjon av solceller med andre miljøtiltak ved rehabilitering og bygging av offentlige bygg.

Mange nevner kostnaden til *nettleie* som en barriere for lønnsomheten i utbygging av solceller, og tar til orde for at produksjon fra sol burde kunne selges til kunder på andre eiendommer, og dermed transporteres over strømmettet, uten å betale nettleie. Et viktig prinsipp for nettleien er at kostnaden dekkes av nettkundene og at alle som bruker nettet betaler nettleie. Et alternativ der plusskunder ikke betaler nettleie for faktisk bruk av nettet, vil føre til at andre nettkunder må betale mer. Det kan være urimelig når en distribuert strøm fra solceller i stort omfang kan drive opp behovet for lokale nettinvesteringer.

Dagens nettleie er utformet for å dekke kostnader i transmisjonsnettet, det regionale og det lokale distribusjonsnettet. Det kan være en mulighet å vurdere en løsning der solcelleprodusenter får en differensiert nettleie basert på analyser av hvordan produksjonen faktisk påvirker ulike nettnivåer, jfr. kunder i det regionale distribusjonsnettet og høyspentnettet, som betaler for overliggende, men ikke underliggende nett (lokalt distribusjonsnett). Da kan solcelleprodusenter som leverer strøm i den samme delen av det lokale nettet betale en nettleie for kortreist transport av strøm. Dersom solcelleproduksjonen skal transporteres til en kunde lengre unna og må innoom høyspentnettet og eventuelt det regionale distribusjonsnettet, betaler man nettleie også for bruk av disse nettnivåene. En slik løsning blir fort omfattende og byråkratisk, men det kan kanskje finnes forenklede løsninger som også unngår for store vridninger ved at tariffen kryss-subsidierer mellom solcellekunder og andre kunder.

Selv om solcelleprodusenter i en slik løsning ikke betaler for bruken av transmisjonsnettet, er det naturlig at de betaler den delen av nettleien fra transmisjonsnettet som dekker systemkostnader, siden strømproduksjon fra solceller er uregulerbar og dermed bidrar til økt behov for frekvensbalansering.

Når det gjelder *småskala vannkraft*, ligger det ifølge (Småkraftforeninga, 2022) kan større deler av potensialet utløses dersom:

- Det settes nasjonale mål om utbygging
- Søknader om småkraft prioriteres av NVE
- Behandlingstiden på søknader går ned
- Prosjektene synliggjøres digitalt
- Metoden for beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet oppdateres med bl.a. reell levetid som avskrivningstid

### Betydningen av nett

Nettkapasitet kan være en utfordring for tilkobling av ny produksjon. Strømnettutvalget har fremmet en rekke forslag for å styrke og fremskynde nettutbyggingen, gjøre det mulig med raskere og enklere tilknytning og sikre en mer samfunnsøkonomisk rasjonell nettutbygging. Noen viktige forslag fra utvalget er oppsummert under

Tiltak for å redusere tidsbruk	Samfunnsøkonomisk utvikling av nettet	Forbedret nettilknytning
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bedre forarbeid og søknader, inkludert tidlig involvering av berørte interesser</li><li>▪ Bedre og mer parallelle prosesser (både hos nettselskap og myndigheter), inkludert innføring av tidsfrister og digitale støttesystemer hos konsesjons- myndighetene</li><li>▪ I større grad utrede og søke om anleggskonsesjon under usikkerhet (betinget konsesjon)</li><li>▪ «Fast track» for mindre saker, og mer ressurser til myndighetene</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Utnytte eksisterende nett bedre (bl.a: driftspolicy, ta noe mer risiko i drift, økt digital samhandlingsevne...)</li><li>▪ Nytt nett: bedre koordinering gjennom områdeplaner og KSUer</li><li>▪ Gi nettselskapene kostnadsdekning for tidlige utredninger (før det er klart hvem som skal betale)</li><li>▪ Utarbeide en sektorveileder for samfunnsøkonomiske analyser av nett-tiltak</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bedre og mer standardisert tilknytningsprosess – bransjenormen løftes frem</li><li>▪ Kunder må betale for kapasitet de legger beslag på (abonnert effekt)</li><li>▪ Tildeling av kapasitet: Først i tid – best i rett + standardiserte modenhets-kriterier (Ingen prioritering av kundetyper)</li><li>▪ Nasjonalt register for tilknytningssaker og utarbeidelse av et nasjonalt kapasitetskart</li></ul>

Utvalget oppgir at forslagene kan redusere ledetidene for nytt transmisjonsnett fra 7-14 år 6-8 år. Mindre saker i regionalt distribusjonsnett som får unntak fra konsesjon får også redusert ledetiden. Ledetiden for større linjer i regionalt distribusjonsnett reduseres ikke substansielt av de foreslåtte tiltakene, men bedre prosesser kan bidra noe. Ulike løsninger for å utnytte dagens nett bedre kan bidra til å få noen nye kunder raskere på nett.

### Energieffektivisering

Energieffektivisering bidrar også til å styrke kraftbalansen ved at etterspørselen reduseres. En lang rekke utredninger viser at det er til dels betydelige potensialer for energieffektivisering i eksisterende bygninger og industri, og det fremmes stadig forslag om å sette mål om energieffektivisering. Utfordringen er imidlertid at det er vanskelig å operasjonalisere målene, og det er vanskelig å utforme treffsikre virkemidler. Viktige utfordringer er at potensialet utløses av beslutninger hos mange relativt små aktører som ofte har en relativt kort tilbakebetalingshorisont og mangelfull kunnskap om mulighetene, og at det som regel er mest lønnsomt å gjøre tiltak i forbindelse med rehabilitering. Det gjelder altså å treffe tiltakshaverne i den fasen der de vurderer og planlegger rehabilitering. I en rapport for Elektroforeningen (THEMA, 2021), inspirert av EU-strategien «European Renovation Wave», foreslår vi følgende virkemidler for å øke energieffektiviseringsinnsatsen i forbindelse med rehabilitering:

- En bedre tilpasset Energimerkeordning som kan utnyttes bedre, bl.a. ved å gi byggeiere uttelling for gjennomføring av energieffektiviseringstiltak, kombinert med en veileder som viser hva som skal til for å få bedre energimerke. En bedre tilpasset Energimerkeordning kan brukes til å sette minimumskrav til bygg, innføre krav om hyppigere energimerking og som en indikator for å følge utviklingen i den eksisterende bygningsmassen. Det vil også være en klar fordel å inkludere boligblokker i Energimerkeordningen.
- Skjerpede krav til yrkesbygg, inkludert:
  - Krav om energikartlegging og –planlegging (integret i vedlikeholdsplaner)

- Krav om at det gis informasjon om aktuelle energieffektiviseringstiltak til leietakere, inkludert hvilke energibesparelser tiltakene gir
  - Krav om rapportering av energieffektivitet for yrkesbygg
  - Periodisk kontroll og/eller krav om hyppigere oppdatering av energimerke for yrkesbygg
  - Krav om at det skal opprettes en ansvarlig for integrerte tekniske bygningsinstallasjoner i offentlige prosjekter, større rehabiliteringsprosjekter og hos større eiendomsforvaltere
- «ENØK21» for å utvikle bransjestandard/bransjeveileder for integrert prosjektering og planlegging, ikke minst for å gjøre byggene både mer energieffektive og mer «systemvennlige». Vi tenker her på mulighetene som ligger i at flere bygg blir elprodusenter basert på solpaneler, installerer elbillading og dag/natt-senkning og ulike styringssystemer, samtidig som kraftsystemet får behov for å utnytte fleksibiliteten som ligger i byggene. For å utnytte dette potensialet er det nødvendig å involvere flere bransjer: byggebransjen, elektrobransjen, nettselskapene, o.l.

Når det gjelder nybygg, har Norge relativt strenge krav som bidrar til at energibruken blir mer effektiv etter hvert som gamle bygg rives og nye bygges.

### 5.2.2 Virkemidler for økt energifleksibilitet vi en tørrårssituasjon

De viktigste kildene til energifleksibilitet i det norske kraftsystemet i dag er flerårs- og sesongmagasiner, i tillegg til importkapasiteten. I et tørrår vil vi utnytte all energiproduksjon fra uregulerbare kilder så langt det er mulig. Større magasinkapasitet kan øke fleksibiliteten og muligheten til å lagre vann fra våttår til tørrår og fra sommer til vinter. Men det trolig være dyrt, ta lang tid og kreve store inngrep i naturen. Vi antar derfor at det ikke er realistisk å utvide magasinkapasiteten betydelig.

Importkapasiteten er trolig stor nok allerede, og vi trenger også erfaring med hvordan den økte importkapasiteten påvirker forsyningssikkerhetssituasjonen og hvordan omleggingen av energisystemene rundt oss påvirker importmulighetene.

#### *Sterkere nettf forbindelser mellom prisområdene*

2022 har, særlig etter vårknipa, vært preget av en ganske ekstrem tørrårssituasjon i sør, samtidig som magasinene i nord er fylt til bristepunktet og vann som kunne vært brukt til kraftproduksjon renner på havet fordi overføringskapasiteten begrenser eksporten. Men neste gang vi får knapphet, kan det hende at det er tørt i nord og vått i sør. Overføringskapasiteten mellom prisområdene legger til rette for å utjevne interne energiubalanser. Statnett skal investere i nettkapasitet med utgangspunkt i utsikter for produksjon og forbruk og hva som er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og da må de ta hensyn til at nytten avhenger av hvor ofte det oppstår slike situasjoner.

Dersom det utsikter til eller økt sannsynlighet for hyppigere ekstremssituasjoner og større regionale avvik framover, kan det tilsi at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut mer overføringskapasitet mellom prisområdene som et energisikkerhetstiltak.

En annen mulighet kan være å øke fleksibiliteten i nettutnyttelsen. Det vil trolig innebære at nettet driftes med lavere sikkerhetsmarginer, noe som øker risikoen for utfall. Dette er et komplekst område som det er vanskelig å utforme konkret politikk på, men rammebetingelsene kan likevel trolig tilpasses slik at det gis rom for å ta større risiko. Resultatet vil være at sannsynligheten for utfall øker. Kostnadene ved dette må veies mot nyttevirkningene. Flytbasert markeds kobling, som er besluttet innført, innebærer

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

bedre representasjon av sammenhengene mellom nettbegrensninger i ulike deler av nettet i markedsalgoritmen, vil bidra til bedre nettutnyttelse.

Kapasiteten i nettet i Norge er særlig påvirket av situasjonen i Sverige, som kan begrense både flyten nord-sør og øst-vest. Statnett og Svk samarbeider for å løse disse utfordringene, og det er usikkert hvordan og om norske myndigheter kan bidra til endringer her.

#### *Krav eller incentiver til energifleksibilitet i industri og næring*

Tilgang på alternative energikilder i industri og næring bidra til at elektrisk oppvarming kan erstattes av f.eks. olje-/biokjeler i perioder med høye priser. Slike tiltak i industrien vil monne særlig mye, både ved å sikre at industri som elektrifiserer sine varmeprosesser beholder eksisterende varmekjeler og at ny industri installerer alternativer til elkjel.

Utover prissignaler i markedsprisen for strøm, kan myndighetene legge til rette for energifleksibilitet ved å:

- Stille krav til energifleksibilitet for industri: På samme måte som for energifleksibilitet i bygg, kan myndighetene stille krav om at industribedrifter med termiske prosesser har alternativ varmforsyning installert.
- Gi støtte til investering i energifleksibilitet: Økt usikkerhet rundt fremtidig prisnivå og prisvariasjon over døgnet, uka og sesonger vil gi industribedrifter incentiver til å beholde og/eller installere alternativ varmforsyning til sine termiske prosesser. Om man vurderer at dette ikke er tilstrekkelig, kan det være aktuelt med støtteordninger via Enova for å beholde og installere alternative varmekilder.

Slike virkemidler kan sørge for økt fleksibilitet i industrien og at fleksibiliteten tas i bruk når det er lønnsomt basert på markedsprisene. Det vil også gi en effektiv utnyttelse av kapasiteten ved at det vil være de til enhver tid billigste ressursene som vil respondere først.

#### *Kapasitetsmarked for energifleksibilitet i industri og næring*

At alternative energikilder er installert, er imidlertid ikke nok til å sikre at fleksibiliteten utløses i perioder med knapphet. Det kommer an om energiprisene og produktprisene gjør det lønnsomt. Et kapasitetsmarked à la energiopsjonsmarkedet vil gi en sikrere tilgang til fleksibiliteten.

Avhengig av hvor stor utfordringene kan bli og hvor ofte de oppstår, kan man tenke seg to ulike tidshorisonter på en slik mekanisme:

- Innkjøp på starten av fyllsesongen i år med utsikter til energiknapphet pga. lav magasinfylling (jfr. ordningen med energiopsjoner)
- Innkjøp av fleksibilitet over flere år, f.eks. fem år, for å sikre seg i en periode med stor usikkerhet om hvor stor energiknappheten kan bli fram mot 2030

Et marked der aktørene får betalt over flere år, vil gi en forutsigbar inntekt som kan gjøre det interessant for aktørene å beholde og/eller installere alternative energikilder i en periode med en viss usikkerhet i kraftsystemet.

En ordning med kapasitetsmarkeder gi større sikkerhet for at fleksibiliteten er tilgjengelig, sammenlignet med både krav og støtteordninger for alternative energikilder. Det kan være ekstra relevant på kort sikt når det er viktig å gi incentiver til at eksisterende industri beholder alternative energikilder som allerede er på plass. Dersom det allerede finnes mye teknisk kapasitet tilgjengelig, kan det tilsi tilgang på rimelig fleksibilitet dersom den settes i et marked.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

En del ny næring som ønsker å elektrifisere sine varmeprosesser, venter på nytt nett. Nettselskapene er i ferd med å innføre såkalt betinget tilknytning, der kundene kan knytte seg til nettet i perioden fram til nytt nett er på plass. En slik ordning gjør det nødvendig for bedriftene å beholde sine eksisterende varmekilder som back-up i tilfelle utkobling pga. utfordringer i nettet. Disse kundene er i denne perioden også aktuelle for å delta i andre kapasitetsmarkeder for å løse energiutfordringer i tørre, kalde år, og til å bytte energikilde i perioder med høye strømpriser.

Offshore olje- og gassfelt som elektrifiseres gjennom tilknytning på land, kan også ha mulighet til alternativ forsyning dersom gassturbinene som allerede finnes på plattformene blir beholdt. Vi har ikke oversikt over hvor aktuelt dette er for de ulike plattformene som elektrifiseres framover.

### 5.2.3 Virkemidler for økt forsyningssikkerhet i en tørrårssituasjon

Markedsprisene er den viktigste mekanismen for å utløse økt import og energisparing. Grovt sett tar produsentene mot et nivå for vanddisponeringen som er i nærheten av minimum før snøsmeltingen om våren. Hvordan de disponerer vannet sitt fram mot dette tidspunktet, kommer an på prisforventninger, utviklingen i prisene, utviklingen i forbruk, snømagasiner, importmuligheter osv. Hvis alt utvikler seg tilnærmedesvis som forventet, får vi relativt stabile priser gjennom vinteren og trolig ingen problemer i vårknipa. I et tørt år vil vi få høye priser og høy import, dog varierende i forhold til variasjoner i vind- og solkraftproduksjon lenger sør.

Går vi inn i vinteren med lave magasinfillinger og får en kald vinter med lite vindkraftproduksjon og kanskje i tillegg utfall av en kabel eller to, vil imidlertid risikoen for rasjonering være høyere.

Dersom myndighetene er usikre på om markedsaktørene har incentiver til å, samlet sett, ta tilstrekkelig hensyn til forsyningssikkerheten, vil de mest treffsikre virkemidlene dreie seg om å sørge for at vannkraftprodusentene starter sparingen tidligere og spare mer enn de ellers ville gjort gjennom en tørr og kald vinter. Under drøfter vi noen av de virkemidlene rettet mot magasinindisponeringen som er foreslått.

#### *Krav til magasinfilling for å redusere risiko knyttet til vanddisponeringen*

Det er framsatt mange forslag som innebærer å sette krav til magasinfillingen for å redusere risikoen for rasjonering til vinteren. En utfordring med mange av de foreslåtte tiltakene er imidlertid at det er vanskelig å vite når man eventuelt skal innføre krav, og at slike krav både vil føre til spill av vann og i verste fall kan øke sannsynligheten for knapphet.

I forbindelse med utarbeidelsen av St.meld. nr. 18 (2003-2004) Om forsyningssikkerheten for strøm, utredet SINTEF virkningene på kraftsystemet av 4 alternative magasinkrav:

- Krav om minst 20 prosent magasinfilling ved inngangen til uke 15
- Krav om at magasinfillingen skal være minst 80 prosent ved inngangen til uke 40 og minimum 20 prosent ved inngangen til uke 15
- Krav om tappeprofil I: I tillegg til minst 20 prosent magasinfilling i uke 15, fastsettes en tappeprofil basert på at innenlandsk forbruk skal kunne dekkes uten import med tilsig som i 2002-2003
- Krav om tappeprofil II: I tillegg til minst 20 prosent magasinfilling i uke 15, fastsettes en tappeprofil basert på at innenlandsk forbruk skal kunne dekkes uten import med tilsig som i et normalt år

Beregningene viser at alle alternativene bidrar til å redusere vannkraftproduksjonen sammenlignet med situasjonen uten slike reguleringer av vanddisponeringen. Redusert vannkraftproduksjon fører også til en knappere energibalanse og høyere snittpriser. Restriksjon 1 gir minst samfunnsøkonomisk tap når det tas hensyn til påvirkning på vannkraftproduksjon, flomtap, rasjonering, forbruk, netto import og middelpriis.

### *Strategisk vannreserve for å redusere risiko knyttet til vanddisponeringen*

Det har også vært tatt til orde for å innføre en ordning som likner på den strategiske effektreserven som mange land har, inkludert Sverige og Finland. Ordningen går ut på at man betaler for en reserve (kraftverk som ellers ville vært nedlagt eller nedregulering av industriforbruk) som kun brukes dersom man ikke klarer å få likevekt mellom tilbud og etterspørsel i markedet. En tilsvarende ordning for vannkraften, kunne være at staten kjøpte en del av vannet i noen av vannmagasinene med størst reguleringskapasitet, som produsentene da ikke kan by inn i markedet.

Den viktigste utfordringen med en slik ordning, er at den vil påvirke disponeringen av det resterende vannet både i disse og øvrige vannmagasiner på en uheldig måte, slik at noe av vinningen ville gå opp i spinningen. Hvordan vanddisponeringen ellers ville blitt påvirket, kommer an på hvordan dette vannet skulle disponeres og når, hvor fleksibel vanddisponeringen er i andre kraftverk og hvilken markeds påvirkning det vil ha. Økt tvungen sparing vil øke prisene i markedet og trekke i retning av økt import. Men høyere priser vil også gjøre det mer lønnsomt for annen vannkraft å produsere mer tidlig. Andre produsenter vil altså spare mindre. Hvordan påvirkningen blir, kommer an på hvordan det reserverte vannet disponeres: Hensikten med reserven må jo være at vannet skal brukes hvis det blir knapt, og da blir prisene lavere på det tidspunktet reserven tas i bruk. Den samlede effekten på forsyningsikkerheten er dermed usikker.

Det må også avklares nærmere hvor mye vann som må reserveres for å gi tilstrekkelig sikkerhet, hensyn tatt til markedsdynamikken, og hvordan betalingen skal fastsettes. Det er vanskelig å overskue dette uten nærmere analyser og simuleringer.

### *«Magasinfylingsmarked» a la kapasitetsmarkeder for å redusere risiko knyttet til vanddisponeringen*

I de termiske (og fornybare) markedene på kontinentet er det innført ulike kapasitetsmarkeder som skal bidra til å sikre tilstrekkelig fast effektkapasitet i timene med høyest last. Hovedelementene i disse mekanismene er:

- Myndighetene (oftest i samarbeid med TSO) gjør beregninger av hvor mye kapasitet som trengs for å ha tilfredsstillende effektsikkerhet. Effektbehovet beregnes ut fra estimer for forbruksutviklingen, en tilstrekkelighetsstandard som typisk er at det ikke skal oppstå effektknapphet mer enn f.eks. gjennomsnittlig 3 timer i løpet av et år (noen ganger mer, noen ganger mindre).
- Myndighetene definerer når effekten må være tilgjengelig, f.eks. avgrenset til vintermånedene, maks så og så mange ganger, med hvor lang varslings tid og hvor mange timer om gangen.
- Myndighetene organiserer en auksjon der produsenter og forbrukere som kan tilby redusert forbruk, tilbyr sin kapasitet og hvilken betaling de skal ha for å forplikte seg til å by denne kapasiteten inn i energimarkedene under de spesifiserte vilkårene. Alle produsenter kan i prinsippet delta, men det settes begrensninger for hvor stor andel av kapasiteten som kan bys inn med utgangspunkt i hvor regulerbar produksjonen er.
- Med utgangspunkt i kapasiteten som etterspørres og det billigste budet som skal til for at man skal få nok kapasitet, bestemmes kapasitetsprisen.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

- Dersom de aktørene som har solgt kapasitet ikke har budt inn kapasiteten i energimarkedet i timer der myndighetene har varslet knapphet, blir ilagt en økonomisk straff.

En tilsvarende effektbetaling vil imidlertid ikke ha den ønskede virkningen på risiko for energiknapphet i vårknipa. Derimot kan det være en mulighet å innføre et tilsvarende marked for magasinifylling med utgangspunkt i at det er for lite sparing av vann og eventuell knapphet i vårknipa som er bekymringen hos oss.

Kort skissert kan myndighetene fastsette et minste akseptabelt fyllingsnivå for den samlede magasinkapasiteten i hvert prisområde og arrangere en auksjon der vannkraftprodusentene forplikter seg til å oppfylle kravet. Kravet kan f.eks. være at magasinifyllingen skal være et gitt minimumsnivå/prosent f.eks. 15. april eller 1. mai. Kravet kan defineres ut fra historiske fyllingsnivåer eller simuleringer av framtidige behov. Så arrangeres en auksjon der vannkraftprodusentene inngir bud for hvor høy magasinifylling de kan forplikte seg til og hvilken økonomisk kompensasjon de trenger for å forplikte seg til dette nivået. For at de skal være kunne vurdere hva de skal by, må myndighetene på forhånd fastsette hvilken straff som inntreffer dersom en produsent ikke oppfyller forpliktelsen. Timingen av auksjonen må holdes tidlig nok til at det produsentene kan justere magasinifyllingen deretter og for at det ikke skal bli for dyrt å tilby kapasitet, og kanskje sent nok til at både myndigheter og aktører har et visst grunnlag for å vurdere verdi og kostnader. En utfordring her kan være at sparehorisonten for ulike verk er forskjellig. For noen verk starter fyllesesongen allerede etter vårknipa, mens den for andre ikke starter før på høsten.

I utgangspunktet tenker vi oss at ordningen skal være frivillig, dvs. at det ikke må være obligatorisk å by i markedet. (Dersom det er obligatorisk og aktører med små magasiner og liten reguleringskapasitet vurderer risikoen som for høy, kan de imidlertid legge inn høye bud og øke sannsynligheten for at de byr seg ut av markedet.) Når man fastsetter magasinifyllingskravet, må man imidlertid både ta hensyn til forbruksrespons (f.eks. energiopsjoner) og til forventet bidrag fra vind-, sol- og uregulerbar vannkraft. Det må også tas hensyn til minimumsbidraget fra magasin kraftverk som ikke velger å delta. Dette bidraget kan f.eks. settes ut fra minstekrav til magasinifylling som er satt av konsesjonene.

Fordelen med en slik ordning, dersom den lar seg utforme på en god måte, er at aktørene fortsatt vil ha incentiver til å disponere vannet slik at de realiserer en høyest mulig verdi og ta hensyn til informasjon og markedsendringer som skjer i løpet av høsten/vinteren. I forhold til dagens markedsløsning er den eneste endringen hvilket magasinnivå man sikter seg inn på til våren. Et høyere magasinnivå tilsier at man vil starte sparing tidligere og spare mer. Hvor mye tidligere og hvor mye mer, kommer an på markeds- og tilsigsutviklingen. Resultatet av en slik regulering vil være en noe høyere markedspris, noe produsentene også bør ta hensyn til når de gir bud på hvilken kompensasjon de trenger for å øke siktemagasinet sitt.

Hvorfor ikke like godt stille krav om minimums magasinifylling? Vannkraftverkene har svært ulike egenskaper og konsesjonsbetingelser. Det vil man ta hensyn til når man byr. Man vil derfor presumtvt få en mer effektiv fordeling av magasinoppdekningen enn dersom man setter et fast krav til alle magasiner. som ikke deltar.

Den skisserte ordningen er for øvrig i prinsippet ganske lik ordningen der myndighetene stiller generelle krav til magasinifyllingen, men der magasineierne kan handle kvoter seg imellom for å få en mer effektiv fordeling av byrden mellom magasinene.

### *Bedre utnyttelse av magasinkapasiteten*

En kortsiktig løsning kan være å lempe midlertidig på krav til minstevannføring og minstevannstand i magasinene i tørrår. Reduserte krav til minstevannføring vil gjøre det mulig å spare mer vann, og må implementeres før vinteren og vårknipa. Krav til minste



Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

magasinfylling utgjør en energireserve som kan tas i bruk hvis faren for rasjonering er akutt. Redusert krav til minstevannføring må iverksettes før vinteren og vårknipa fordi poenget er at det gjør det mulig å lagre mer vann i magasinene. Begge typer tiltak må veies mot hensyn til natur og miljø, som er begrunnelsen for at slike krav er satt i utgangspunktet.

#### *Reservekraftverk*

Reservekapasitet kan utnyttes enten ved å betale verket for å være klart til produksjon og ellers ta produksjonsbeslutninger basert på utvikling i markedsprisene, eller man kan behandle det som en energireserve som «beordres» til å produsere avhengig av risikovurderinger ved inngangen til vinteren f.eks. basert på magasinfylling. Reservekraftverkene som Statnett installerte på Tjeldbergodden, men som når er solgt, er et eksempel på en strategisk reserve. Sverige har tidligere hatt en slik reserve, opprinnelig bestående av gamle oljekonsensverk, men etter hvert også utkobling av industriforbruk. Kapasitetsmarkedet i UK er et eksempel på en ordning der produsentene får betaling for å stille bud i energimarkedene i nærmere definerte situasjoner og ellers kan agere i markedet som normalt.

## 5.3 Mulige virkemidler for å sikre effektbalansen

### 5.3.1 Prisvariasjoner over døgnet

I perioder med effektknapphet nasjonalt vil vi få større variasjoner i strømprisen over døgnet og timer med høye priser. Dette er prissignaler som gir industri og forbrukere incentiver til å flytte forbruk fra timer med høye priser til timer med lave priser. Tilsvarende får produsenter incentiver til å investere i økt effekt og kapasitet i sine produksjonsanlegg. Men dersom slike situasjoner oppstår sjelden, f.eks. hvert 5. eller 10. år, vil det ikke alene gi tilstrekkelig lønnsomhet til investeringer.

Effektknapphet kan oppstå på andre tidspunkt i Europa enn i Norge. Siden vi er koblet til samme system, vil vi importere knapphetspriser på strøm, dvs. høyere priser enn normalt, i timer med knapphet i Europa. Det øker sannsynligheten for at investeringer og løsninger som også kan løse effektknapphet i Norge blir lønnsomme enn uten tilknytningen til Europa.

### 5.3.2 Kapasitetsutvidelser i eksisterende vannkraft

Det er et potensial for økt effektkapasitet ved O/U-prosjekter i eksisterende vannkraft, og endringer i skattereglene har gjort slike prosjekter mer lønnsomme. Økt effektkapasitet blir også mer lønnsomt med større prissvingninger. Utsiktene til mer effektprising i Norge, både basert på en strammere effektbalanse i Norden og «import» av effektpriser fra kontinentet, gjør det mer lønnsomt å investere i effektkapasitet.

Tilsvarende resonnement gjelder for pumpekraftverk, men lønnsomheten av pumping krever også at prisene blir svært lave og svært høye innenfor en begrenset tidsperiode.

### 5.3.3 En ytterligere styrking av kapasitetsleddet i nettleien for husholdninger kan virke positivt

Som beskrevet tidligere, gir kapasitets- og effektledd incentiver til å flate ut forbruket over døgnet. For store kunder med et årsforbruk på over 100.000 kWh utgjør kapasitetsleddet ofte rundt 90 prosent av nettleien. Det harmonerer godt med kostnadsstrukturen for nett der rundt 90 prosent av kostnaden kommer fra investeringer i nettkapasitet og rundt 10 prosent til å dekke tap og annet. Husholdninger og andre kunder med et normalt årsforbruk på under 100.000 kWh fikk ny nettleiemodell fra

1. juli 2022, der kapasitetsleddet ble innført også for denne kundegruppen. Den nye modellen skal evalueres etter to år. Alle incentiver til å flate ut forbruket over døgnet, eller flytte forbruk fra topplast til andre timer i døgnet, vil være positivt også for effektutfordringer. Det kan derfor være aktuelt å øke kapasitetsandelen av nettleien til 90 prosent for husholdninger, slik den allerede er for større kunder.

Som beskrevet tidligere, er smarthusløsninger viktige for å få til flytting av forbruk som oppvarming, varmtvannstanker og lading av elbil til tidspunkt utenfor topplasten. Incentiver i nettleien vil på samme måte som variasjoner i strømprisen over døgnet gi incentiver til å installere slike styringssystemer. Enova har allerede støtteordninger for smarthus-teknologier og smarte varmtvannstanker.

### 5.3.4 Krav eller incentiver til energifleksibilitet og/eller termiske lagre i industri og bygg

På samme måte som beskrevet for energibalanse, vil tilgang på alternative energikilder bidra til at elektrisk oppvarming kan erstattes av f.eks. olje-/biokjeler i enkelttimer med høye priser. Tilgang på termiske lagre kan også bidra til å flytte forbruk ut av topplasttimer. Slike tiltak i industrien vil monne særlig mye.

Ut over å la prisvariasjoner over døgnet «gjøre jobben», kan myndighetene legge til rette for energifleksibilitet ved å:

- Stille krav til energifleksibilitet for industri som beskrevet tidligere, der også krav om termiske lagre kan være relevant
- Gi støtte til investering i energifleksibilitet, inkl. termiske lagre: Det bør vurderes nærmere hvilke prisvariasjoner over døgnet som trengs for at bedrifter med termiske prosesser skal finne det lønnsomt å installere alternativ energiforsyning og termiske lagre. Dersom det er stor usikkerhet om lønnsomheten, kan det være aktuelt å gi støtte til slikt utstyr gjennom Enova.

### 5.3.5 Kapasitetsmarkeder

Et kapasitetsmarked for energifleksibilitet som beskrevet tidligere, kan også bidra til å løse effektutfordringer. De samme markedsmekanismene kan brukes til begge deler, men varigheten på utkoblingene vil være kortere for effektutfordringer enn for energiutfordringene. Dermed er det flere tiltak som kan bidra til å løse effekter- enn energiutfordringene. Utfordringene oppstår heller ikke på samme tidspunkt, ved at effektutfordringer oppstår på de kaldeste dagene og energiutfordringer i vårknipa i april. Basert på dette, bør det kjøpes inn til energiutfordringer og effektutfordringer separat – men de samme ressursene bør kunne delta i begge markedene.

## 5.4 Mulige virkemidler for å sikre frekvensbalansen

I motsetning til utfordringer knyttet til energi- og effektbalansen, er det én aktør, Statnett, som er tildelt ansvaret for systemdriften i Norge, og dermed å sikre nok kapasitet til å balansere frekvensen i systemet. Statnett har definerte planer for å sikre effektive løsninger og tilstrekkelig tilgang på fleksibilitet for perioden fram til 2030. Disse planene og løsningene er utviklet i samarbeid med systemansvarlige TSOer i andre nordisk og europeiske land.

Vi har ikke forutsetninger for å definere nye løsninger for systemdriften for å sikre nok fleksibilitetsressurser på lang sikt utover det Statnett allerede gjør i dag. Behovet for ny kapasitet til frekvensbalanseringer vil utvikle seg gradvis, og Statnett er allerede godt i

gang med å utvikle og teste ut nye fleksibilitetsressurser, både gjennom utviklingen av nye balanseprodukter og gjennom pilotprosjekter.

#### **5.4.1 Sikre tilstrekkelig med ressurser og penger til å utvikle tilbudssiden**

En utvikling av tilbudssiden for å sikre tilstrekkelig kapasitet i balansemarkedene, vil kreve tid og ressurser hos Statnett. Myndighetene bør derfor ha en viss forståelse for at dette arbeidet vil kreve ressurser og penger i en utviklingsfase. Kostnaden til balansering vil trolig også øke, og må dekkes inn over nettleien for transmisjonsnettet.

I tillegg kan det være ekstra behov for midler til FoU innen forbruksfleksibilitet, aggregert fleksibilitet og koordinering på tvers av nettnivå framover.

#### **5.4.2 Sikre koordinert bruk av fleksibilitet på tvers av områder når mulig**

Fleksibilitet fra forbruk kan bli en knapp ressurs, og det kan ta tid å få nye fleksibilitetsressurser inn i markedene. Dermed er det viktig at fleksibiliteten brukes effektivt på tvers av forskjellige behov som f.eks. å løse effektutfordringer i energimarkedene, håndtere utfordringer i det lokale/regionale strømnettet og til frekvenshåndtering. Muligheter i flere markeder gjør det mer attraktivt for aktører med fleksibilitet å delta siden risikoen på inntektssiden blir redusert. Det gir også økt tilgang på ressurser i alle markedene dersom det er mulig å benytte samme ressurser i flere markeder og løsninger. Derfor er det viktig at man så langt det er teknisk mulig ikke begrenser bruken av fleksibilitet til et eller noen få markeder. For å få dette til, og for sikre at fleksibiliteten blir brukt der den har størst verdi, er det viktig med god koordinering på tvers av markedene og nettnivåene, og at man etablerer systemer som gjør slik koordinering mulig.

## REFERANSELISTE

CBS. (2022, 08 08). *Electricity balance sheet; supply and consumption*. Hentet fra <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/en/dataset/84575ENG>

DNV GL. (2019). Produksjon og bruk av hydrogen i Norge.

E24. (2021, 02 16). *Batteriselskapet Beyonder skal bygge ny fabrikk - ogs a de vil til Kalberg*. Hentet fra E24: <https://e24.no/naeringsliv/i/weK0a4/batteriselskapet-beyonder-skal-bygge-ny-fabrikk-ogsaa-de-vil-trolig-til-kalberg>

Ekspertutvalg for klimavennlige investeringer. (2022).

Elbarometeret. (2021). *Transport*. Hentet fra Elektrifiseringen av Norge: <https://elbarometer.no/sektorer/transport/>

Elbarometeret. (2021). *Transport*. Hentet fra Elektrifiseringen av Norge: <https://elbarometer.no/sektorer/transport/#kysttransport>

EL-INDEKS. (2021). *EL-INDEKS*. Hentet fra EL-INDEKS: <https://el-indeks.no/>

Energi Norge. (2020). Hvordan etablere elbilladere i borettslag og sameier. Energi Norge.

Energistyrelsen. (2022). Hentet fra Monthly Energy Statistics: <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/annual-and-monthly-statistics>

*Energy Storage News*. (2022, Juli 4). Hentet fra Energy Storage News: <https://www.energy-storage.news/vattenfall-starts-filling-up-200mw-thermal-storage-tower-in-berlin/>

Entso-E og Frontier Economics. (2022). Potential of P2H2 technologies to provide system services.

Fornybarometeret. (2022). *Status for norsk omstilling til fornybar energi*. Hentet fra Energi Norge: <https://fornybarometeret.no/status-for-norsk-omstilling-til-fornybar-energi%ef%bf%bc/>

Green Future AS. (2018). Introduction of Electric Aviation in Norway.

Inaventa Solar. (2020, 10). *inaventa solar*. Hentet fra Sommerenergi gir vintervarme: [https://inaventasolar.com/images/Geotermos\\_presentasjonshefte.pdf](https://inaventasolar.com/images/Geotermos_presentasjonshefte.pdf)

Jernbanedirektoratet. (2019). NULLutslippsløsninger For Ikke-elektifiserte Baner (NULLFIB).

Klima og Miljødepartementet. (2021). Meld. St. 13 Klimaplan for 2021 - 2030.

Meld. St. 2. (2022). Revidert nasjonalbudsjett.

Miljødirektoratet. (2021, 11 08). *Klimautslipp fra transport*. Hentet fra Miljøstatus: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/>

Miljødirektoratet. (2022). *70 % av nye maskiner og kjoret y er elektriske i 2030*. Hentet fra Miljødirektoratet: <https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/klimatiltak/klimatiltak-for-ikke-kvotepiktige-utslipp-mot-2030/sjofart-fiske-og-havbruk/70--av-nye-ikke-veigaende-maskiner-og-kjoretoy-er-elektriske-i-2030/>

NorFlex. (2022). Hvordan kan fleksibilitetsmarkeder redusere risiko i kraftnettet og øke farten i elektrifiseringen? Arendal.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Norsk Fjernvarme. (2022). Hvordan kan overskuddsenergi bidra til billigere elektrifisering? Norsk Fjernvarme.

NVE . (2022, 04 26). *Svært anstrengte kraftsituasjoner*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/svaert-anstrengte-kraftsituasjoner/>

NVE. (2016). Analyse av energibruk i yrkesbygg, formålsdeling, trender og drivere. Oslo: NVE.

NVE. (2017). Har strømmettet kapasitet til elektrisk biler, busser og ferger? Oslo: NVE.

NVE. (2018). Flexibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018 - 2040. NVE.

NVE. (2019). Hydrogen i det moderne energisystemet.

NVE. (2021). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040.

NVE. (2021, 06 18). *Nasjonal gjennomgang av vassdragskonsesjoner*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/revisjon-av-konsesjonsvilkar/nasjonal-gjennomgang-av-vassdragskonsesjoner/>

NVE. (2022). Hentet fra Rapporter - Kraftsituasjonen: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-kraftsituasjonen/>

NVE. (2022, august 2). *Energibruk i bygg*. Hentet fra Formålsdeling i husholdningene: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk-i-bygg/>

NVE. (2022, 02 22). *Energieffektivisering*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energieffektivisering/>

NVE. (2022). *Kraftproduksjon*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>

NVE. (2022). Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030.

NVE. (2022). *Termisk kraft*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/termisk-kraft/>

NVE. (2022). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>

NVE, Statnett. (2022). Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030.

Olje og Energidepartementet. (2022, 05 13). *Kraftproduksjon*. Hentet fra Energifakta Norge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

Oljedirektoratet. (2020). Kraft Fra Land til norsk sokkel.

Oslo Economics. (2021). *Fremtidens transport i Norge*. Oslo: Statens vegvesen.

Pitorac, L., Vereide, K., & Lia, L. (2020). Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants. *Energies* 13, 4918, 1-20.

SCB. (2012). *El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2010*. Hentet fra [https://share.scb.se/ov9993/data/publikationer/statistik/en/en0105/2010a01b/en0105\\_2010a01b\\_sm\\_en11sm1201.pdf](https://share.scb.se/ov9993/data/publikationer/statistik/en/en0105/2010a01b/en0105_2010a01b_sm_en11sm1201.pdf)

Sintef. (2020, 09 11). *Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller*. Hentet fra SINTEF: <https://www.sintef.no/prosjekter/2020/elektrifisering-av-kystfiskeflaten-ved-bruk-av-batterier-og-brenselceller/>

SINTEF Ocean AS. (2021). Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller.

Småkraftforeninga. (2022, 02). Mer småkraft? Dette skal til. *Småkraftnytt*.

Sol Energi Klyngen & Multiconsult. (2022). *Norsk solkraft 2022- innenlands og eksport*.

SSB. (2021, 11 21). *Fra fossil til fornybar energibruk i transport*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/artikler/fra-fossil-til-fornybar-energi-og-transport>

SSB. (2021, 08 19). *Økning i antall ladestasjoner for ferjer og anlegg for landstrøm*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/sjotransport/artikler/okning-i-antall-ladestasjoner-for-ferjer-og-anlegg-for-landstrom>

SSB. (2022, 03 25). *Bilparken*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken>

SSB. (2022, 06 29). *Elektrisitet*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

SSB. (2022, 06 29). *Rekordhøyt strømforbruk i fjor*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/rekordhoyt-stromforbruk-i-fjor>

Statnett. (2011). *Årsrapport 2010*.

Statnett. (2014). SAKS 2014 - Gjennomgang av og behov for SAKS-tiltak. Statnett.

Statnett. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*.

Statnett. (2021). *Langsiktig Markedsanalyse 2020 - 2050*.

Statnett. (2021). *Nettutviklingsplan 2021*.

Statnett. (2021). *Verdien av fleksibel vannkraft*. Oslo: Statnett.

Statnett. (2021). *Verdien av regulerbar vannkraft*.

Statnett. (2022). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018 - 2040*. Statnett.

Statnett. (2022). *Utfordringer og løsninger knyttet til utviklingen av effektbehovet i Norge - og i Europa*.

Statsforvalteren. (2021, 12 16). *EUs vanddirektiv*. Hentet fra Statsforvalteren: <https://www.statsforvalteren.no/innlandet/miljo-og-klima/vann/eus-vanddirektiv/>

THEMA. (2014). Demand response in the Nordic electricity market. Input to strategy on demand flexibility. På oppdrag for Nordisk energiforskning. TemaNord 2014: 553.

THEMA. (2021). *Grønn rehabiliteringsbølge i Norge*.

THEMA. (2022). *European Power Market Outlook*.

THEMA. (2022). *Nordic Power Market Outlook*.

THEMA Consulting. (2015). Capacity adequacy in the Nordic electricity market. TemaNord.

THEMA Consulting. (2017). *Samfunnsnytte av småkraft*.

THEMA Consulting. (2022). Infrastrukturkostnader for etablering av et nettverk av energisysjasjoner til tungtransport.

THEMA Consulting Group. (2022). Effektkjøring av magasinkraftverk.

Valmot, O. R. (2019, 06 11). Hvor farlig er hydrogen? *teknisk ukeblad*.

Victoria Fearnley Landmark. (2022, juni ). daglig leder i Enfo. (K. Fiksen, Intervjuer)

## VEDLEGG 1: PRODUKSJON SOM KILDE TIL FLEKSIBILITET

### Leveranser av fleksibilitet fra produksjon i dag

Den største kilden til fleksibilitet fra produksjon i det norske energimarkedet i dag er regulerbar vannkraft (vannkraft med magasiner). I tillegg bidrar uregulerbar vannkraft, vindkraft og termisk kraft med noe effekt inn i systemet. Tabell ix viser kilder til produksjonskapasitet, normalårsproduksjon og lagringskapasitet i Norge.

*Tabell ix: Kilder til produksjonsfleksibilitet og tilgjengelig fleksibilitet*

<i>Produksjonskilde</i>	<b>Normalårs- produksjon</b>	<b>Lagringskapasitet</b>	<b>Effektkapasitet</b>
<i>Vannkraft</i>	137,9 TWh	87 TWh	33 403 MW
<i>Vindkraft</i>	15,4 TWh	0 TWh	4 650 MW
<i>Varmekraft</i>	3,4 TWh	-	700 MW

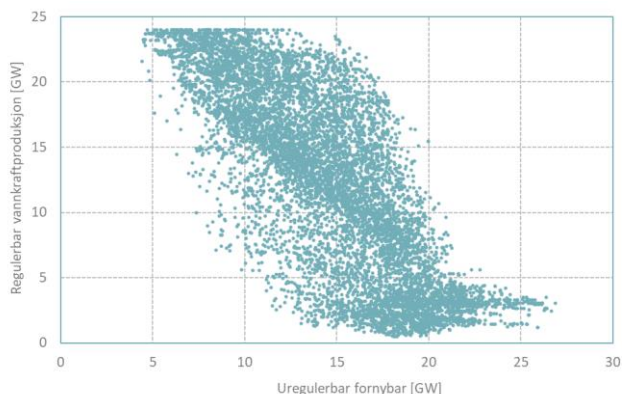
*Kilde: Energifakta Norge*

Det norske energisystemet anses som svært fleksibelt som følge av tilgangen på vannkraft med stor magasinkapasitet og mye installert effekt. Regulerbar vannkraft bidrar med regulering i driftstimen, utjevning av forbruk over døgnet og uken, sesonglagring og tørrårssikring, og er den største leverandøren på balansemarkedet i Norge i dag (Statnett, 2018). Som figuren under viser, har magasinkraftverkene i Norge en lagringskapasitet på 87 TWh. Kapasiteten er fordelt på over 1000 vannmagasiner. Omtrent halvparten av lagringskapasiteten dekkes av de 30 største magasinene. En stor del av magasinkapasiteten i Norge finnes i fjellområdene i Sør-Norge (Olje og Energidepartementet, 2022).

Regulerbar vannkraft leverer største delen av dagens fleksibilitet, men viser seg også verdifull fremover i et kraftsystem med betydelig mer uregulerbar fornybart (solkraft, vind og uregulerbar vannkraft).



Figur 26: Regulerbar vannkraftproduksjon vs. uregulerbar fornybart i Norge 2050 i et år med vanlig tilsig, per time

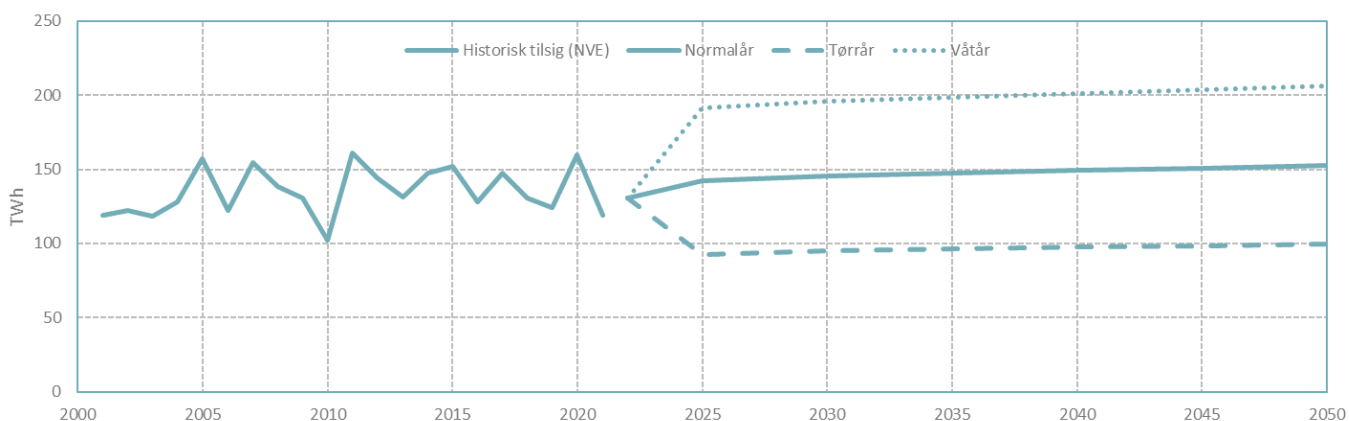


Kilde: THEMAs kraftmarkedsmodell

Værbetinget variasjon i nedbør og tilsig gjør *magasinkapasiteten* verdifull for å utjevne forskjeller i energitilgang mellom år, mellom sesonger og geografisk. I et år med lite tilsig kan man tære på flerårsmagasiner, mens sesongmagasiner er nødvendige for å lagre vann fra sommer og høst til vinter, når det er lave tilsig. Når snøen smelter om våren, er magasinene også nyttige for å regulere vannføringen og unngå flom.

Tilsigene til vannkraftverkene er også en viktig kilde til *variasjoner* i det norske kraftsystemet fordi tilsigene varierer mye mer enn forbruket fra år til år. Figuren under viser det historiske tilsiget til kraftverkene og forventet utvikling for normalår, et ekstremt våtår og et ekstremt tørrår. Forskjellen på tilsig i et våtår og et tørrår er omtrent 100 TWh.

Figur 27: Historisk tilsig og prognoser på tilsig for normalår, våtår og tørrår



Kilde: THEMAs kraftmarkedsmodell

Landbasert vindkraft bidrar med ca. 15 TWh i et normalår. Vindkraften er ikke-regulerbar, men den kan tilby noe fleksibilitet: Alle produksjonsteknologier har et potensial for nedregulering så lenge de er i drift, og vindkraft kan også justeres opp dersom det ikke produseres maksimalt før oppreguleringen. På grunn av marginalkostnader nær null har vindkraftprodusenter incentiv til å produsere maksimalt så lenge spotprisene er positive eller til og med ved negative priser hvis de mottar produksjonsstøtte. Figur

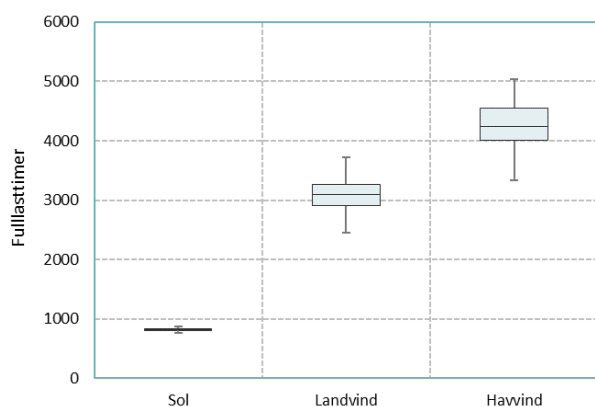
## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

28 viser hvordan antall fullasttimer<sup>8</sup> pr. år har variert over 42 værår for vindkraft. Det laveste antall fullasttimer for vindkraft på land er i underkant av 2500 timer og maksimalt antall rundt 3600. For havvind er maksimalt og minimalt antall fullasttimer henholdsvis ca. 3300 og 5000.

I likhet med vindkraft er også solkraft ikke-regulerbar. Utnyttelse av funksjonaliteter moderne vekselretterne tilbyr, f.eks. fjernstyrt nedregulering, kan gi noe fleksibilitet. Denne er kun tilgjengelig i den grad anlegget faktisk produserer ved tidspunktet for utkobling. Solanlegg kan, i begrenset grad, også tilby spenningsregulering. Begge deler er kun aktuelt for større solanlegg. Antall fullasttimer er avhengig av solinnstrålingen over hele året. I Oslo ligger den på gjennomsnittlig ca. 950 timer.

Figur 28 viser årlig variasjonen i fullasttimer for solkraft.

**Figur 28: Variasjon i fullasttimer over 42 registrerte værår**



Kilde: Simuleringer i THEMAS kraftmarkedsmodell

I 2020 sto vindkraft for 89 prosent av ny kraftproduksjon, og i 2021 for 55 prosent (Olje og Energidepartementet, 2022).

Termiske kraftverk i Norge er basert på naturgass, varme fra industrielle prosesser og avfallsforbrenning (NVE, 2022). Hvor regulerbar produksjonen i et termisk kraftverk er, avhenger av energikilden. Bruker kraftverket olje, gass eller kull, er den enkel å regulere, mens den er vanskeligere å regulere dersom den er basert på 100 % ikke-regulerbar fornybar kraft. Den største delen av termisk kraftproduksjon i Norge kommer fra gasskraftproduksjonen på Melkøya og Mongstad.

<sup>8</sup> Fullasttimer er et uttrykk for hvor mange timer det vil ta å produsere hele årsvolumet dersom verket produserer på full kapasitet. I vindfattige år går antall fullasttimer ned. Antall fullasttimer i normalår er et uttrykk for hvor gode vindressurser vindkraftverket har.

## Fleksibilitetsegenskaper ved ulike produksjonsteknologier

Tabell 1-1 *Fleksibilitetsegenskaper ved ulike produksjonsteknologier*

<i>Dimensjon</i>	<i>Egenskap</i>	<i>Vannkraft med magasiner</i>	<i>Elvekraft og småkraft (uten magasiner)</i>	<i>Vindkraft</i>	<i>Solkraft</i>
<i>Tidsaspekter</i>	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Høy	Lav. Noen har reguleringsevne over døgnet. Mindre tilgjengelighet om vinteren (is)	Lav	Lav, nedregulering bare hvis anlegget produserer
	Responstid	Lav	Trolig lav	Kan nedreguleres raskt	Nedstenging kan skje momentant hvis fjernstyrt tilgang er etablert (kun aktuelt for større anlegg)
	Hyppighet	Ingen vesentlige tekniske begrensninger, miljøkrav kan begrense?	Ingen vesentlige tekniske begrensninger	Ingen tekniske begrensninger	Ingen tekniske begrensninger
<i>Volum</i>	Effekt	Begrenses noe av konsesjonskrav, tekniske begrensninger og magasinifilling	Begrenset – mulighet for oppregulering hvis noe magasinert vann og ledig effekt	Ingen eller svært begrenset oppregulering	Ingen oppregulering, nedregulering bare i den grad anlegget produserer.
	Varighet	Samme som over	Kort		Ingen begrensning
<i>Hvor er produksjonen plassert?</i>		I sentralnettet, over hele landet, men egenskaper og	Distribusjons- og regionalnett		Distribusjonsnett

	omfang varierer mellom prisområdene			
<i>Hva driver kostnaden?</i>	Vannverdier og endringer i virkningsgrad	Evt. Redusert virkningsgrad eller vanntap	Tapt produksjon ved nedregulering	Tapt produksjon ved nedregulering
<i>Forutsetninger for å levere</i>	Tilstrekkelig vann i magasinet	Effektkapasitet		Fjernstyrt anleggskontroll

### Vannkraft

Vannkraftverk kan raskt starte og stoppe produksjonen uten store kostnader, og magasinene gjør det mulig å flytte produksjonen over tid. De enkelte kraftverkene opererer likevel innenfor en rekke restriksjoner som til sammen bestemmer hvor mye effekt og fleksibilitet vannkraftsystemet kan bidra med. Det viktigste er størrelsen på magasinet og generatorkapasiteten. Lagringskapasitet, installert effekt og kjørereglement setter grenser for hvor regulerbar produksjonen er, men norske vannkraftverk har i dag god reguleringssevne (THEMA Consulting Group, 2022). Reguleringssevnen gir kraftverkene mulighet for å justere produksjonen hyppig innenfor et kort tidsintervall, også kalt effektkjøring. Effektkjøring skjer for eksempel som følge av prissignal, og beskriver graden av kortsiktig fleksibilitet. En analyse av effektkjøring i norske vannkraftverk gjennomført av THEMA på vegne av NVE, viste at ca. halvparten av det teoretiske potensialet for effektkjøring i norske vannkraftverk er utnyttet. Det skyldes imidlertid ikke at produsentene ikke utnytter mulighetene: Når det kontrolleres for tekniske, regulatoriske og markedsmessige begrensninger norske vannkraftprodusenter må håndtere, utnytter kraftverkene i stor grad muligheten for effektkjøring godt.

### Solceller

Regelverket for utbygging av solkraft på næringsbygg, boligblokker og borettslag gjør ofte solkraftinstallasjoner ulønnsomme utover eget bruk (Sol Energi Klyngen & Multiconsult, 2022). Resultatet er at potensialet ikke utnyttes fullt ut, f.eks. ved at det bare legges solceller på deler av taket. Dersom det var mulig å dele kraften med nabobygg ville det vært mer gunstig å bygge ut mest mulig solceller. Slik regelverket er utformet i dag, må beboere i boligblokker og leilighetsbygg betale full nettleie for strøm til eget bruk. Denne bygningskategorien mottar heller ingen offentlig støtte. Nå er imidlertid et forslag fra RME og Skatteetaten ute på høring. Forslaget i høringsdokumentet går ut på at produsenter av fornybar kraft skal kunne dele produksjonen sin med øvrige nettkunder på samme eiendom (gårdsnummer og bruksnummer), typisk kunder i flermannsboliger eller boligblokker.

I litteraturen er solkraft ofte påpekt som vesentlig komponent av lokale energiløsninger, f.eks. lokale fleksibilitetsmarkeder og lokale energisamfunn. Muligheten å selge overskuddsstrøm fra eget solanlegg til naboen hadde en begrensende effekt på hvor mye energi som måtte hentes fra det overliggende nettet. Men uten tilkoblede energilagere hadde effekttoppene ikke blitt redusert, så lenge de ikke oppstår når solanleggene produserer.

## VEDLEGG 2: TRADISJONELL INDUSTRI SOM KILDE TIL FLEKSIBILITET

Kraftintensiv industri er definert som industribedrifter med særskilt høyt forbruk av elektrisk energi i forhold til verdien av produsert vare (Store norske leksikon). Det er med andre ord ikke strømforbruket ved industrianlegget i seg selv som bestemmer om bedriften er kraftintensiv, men om forbruket av strøm er stort i forhold til verdien av varen som blir produsert. Dersom elektrisitetsforbruket i forhold til produktets verdi overstiger 272 MWh/MNOK defineres bedriften som kraftintensiv. Tradisjonelt er det treforedling og produksjon av kjemiske råvarer som har vært de kraftkrevende industriene i Norge. I tillegg til disse tradisjonelle industrigruppene ser vi også at andre kraftintensive industrianlegg er under planlegging i Norge. Det er flere batterifabrikker for produksjon av bilbatterier under planlegging/bygging, datasentre og anlegg for hydrogenproduksjon er under planlegging. Alle disse kan betraktes som kraftintensive og vil spille en stor rolle i kraftmarkedet i framtiden. Vi ser her på tradisjonell industri og beskriver batterifabrikker og datasentre i neste vedlegg.

### Industrien er en viktig kilde til fleksibilitet i dag

I 2021 brukte industrien ca. 83 TWh ifølge Statistisk sentralbyrå. De 25 største industriforbrukerne står for ca. 37 TWh. Største forbruker er Hydro Sunndal med 6,1 TWh.

Ifølge Statnett er det et teoretisk økonomisk lønnsomt potensial for fleksibilitet i kraftintensiv industri på 3000 MW i en norsk toppplasttime (Statnett, 2018), noe som tilsvarer ca. 60 prosent av installert effekt hos de 35 største forbrukerne. I samme rapporten om fleksibilitet fra 2018 forventer Statnett at noen industriaktører, som treforedling, vil respondere ved å redusere kraftforbruket ved kraftpriser på minst 100-200 EUR/MWh, mens ved kraftpriser over 1000 EUR/MWh vil mange aktører velge å redusere forbruket. Kraftintensiv industri kan være en viktig reserve for kortvarig reduksjon ved pressede situasjoner for å klarere markedet, samt i regulerkraftmarkedet for å sikre balansereserver i driftstimen (Statnett, 2018). Hvilke utkoblingspriser industrien vil respondere på er også avhengig av flere faktorer, som varighet på perioden, konjunkturer, priser på varen som blir produsert, valutakurser, råvarepriser og hva slags type aktør det er snakk om.

### Fleksibilitetsegenskaper

**Petroleumsindustrien** har høye krav til forsyningssikkerhet og avbruddskostnader er svært høye, det vurderes derfor at det er lite fleksibilitet i denne industrien. Men, petroleumsbransjen er i stor endring både påvirket av etterspørsel og politikk, så forbruket innen petroleumsproduksjon vil endres. Fleksibiliteten vil fortsatt være svært lav.

**Aluminiumsprodusenter** har mulighet til levere fleksibilitet fordi de har mange mindre individuelle enheter som hver krever strøm, men det vil være avhengig av en total økonomi der kraftpris er en del, i tillegg til råvarepris og salgsprisen på produktet. Ved stopp i varmetilførselen på ovnene på en time vil det ta inntil en uke før produksjonen på ovnen er tilbake på samme nivå som før stoppen. Dette bidrar til et høyt kostnadsnivå på fleksibilitet fra aluminium, også når den er kortsiktig.

**Silisiumproduksjon** kan ha lavere avbruddskostnader enn aluminium, men i motsetning til aluminiumsprodusenter har anlegg for produksjon av silisium færre produksjonsenheter ved hvert anlegg. Et typisk silisiumverk har 2-3 ovner med en tilført elektrisk effekt på mellom 20 og 50 MW, der strømmen i hovedsak brukes, mens et aluminiumsverk kan ha flere 100 mindre produksjonsceller.

**Treforedlingsindustrien** har behov for mye termisk energi i form av oppvarming. I tillegg er det store elektriske motorer i forbindelse med produksjon av papirmasse fra flis. Kverning av treverk i papirindustrien vil også kunne stoppes midlertidig for å gi fleksibilitet dersom anlegget har et lager av oppkvernet trevirke. Lengden på stansen vil være avhengig av størrelsen på lageret. Gjennom det grønne skiftet skal bruk av olje og gass som energikilde til oppvarming reduseres og erstattes av strøm. Det vil føre til økt strømforbruk innen de eksisterende industrigruppene som krever mye varme, som blant annet papirindustrien, der mye av energibehovet går til tørking av papir. Ved hjelp av varmepumpeteknologi kan energiforbruket totalt sett reduseres, men en del vil flyttes over fra fossil energi til strøm, og dermed øke strømforbruket. Eksisterende olje-/gasskjeler vil i mange tilfeller saneres, eller av andre grunner ikke kunne brukes, f.eks. ved at tankanlegg fjernes siden de utgjør en miljøfare. Svært høye strømpriser som vi ser i 2022 kan imidlertid få aktørene til å beholde alternative energikilder som er forsikring mot høye strømpriser i framtiden. Den delen av elektrisiteten som går med til å dekke termiske energibehov kan, dersom de har termisk lager, frigjøres på kort varsel (innenfor en time).

Termiske lager er aktuelle for bruk i industri som benytter elkjeler til varmeprosesser. Industri som bruker damp i sine industriprosesser, kan ta i bruk kjemiske varmelager som kan levere varme på betydelig høyere temperaturer enn tradisjonelle akkumulatortanker. Eksisterende industri som elektrifiserer sine varmeprosesser, kan ved bruk av varmelager flytte elforbruket ut av toppplasttimer innenfor arbeidsdagen eller fra dag til natt.

**Tabell 2-1: egenskaper ved fleksibilitet fra tradisjonell industri**

Dimensjon	Egenskap	Aluminium	Silisium	Treforedling
Tid- saspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	døgnet rundt, året rundt	døgnet rundt, året rundt.	døgnet rundt, året rundt.
	Responstid	En dag for utkoblinger på mer enn 1 time	Flere dager før	Termisk energi: < en time. Annet: et par dager
	Hyppighet	Usikkert, men kan rullere mellom ovner	Usikkert, men kan rullere mellom ovner	Avhenger av størrelser på fysiske lager
Volum	Effekt	0-100 % i små trinn. En celle er ca. 2,0 MW	0-100 % i større trinn. En ovn er mellom 20 og 50 MW	0-100 % tilnærmet trinnløst (termisk)
	Energibehov/ varighet	få timer per ovn	Maks 2 timer, noe som er vanlig ved vedlikeholdstans.	Avhengig av størrelsen på lager av trevirke underveis i produksjonsprosessen
Lokalisering	Hvor kan kilden levere fleksibilitet?	Nordland, Vestlandet og Sørlandet	Mange steder langs kysten i Norge	I Trøndelag og på Østlandet

Kostnad	Drivere for kostnad	Produksjonstap Risiko for skade på produksjonsover	Risiko/belastning på utstyr og produksjonstap	Lav kostnad når de har bufferkapasitet på delvis behandlede varer. Ellers; produksjonstap.
---------	---------------------	---	---	--

## Hva er viktige forutsetninger for å levere fleksibilitet?

Økonomi er den viktigste forutsetningen for å kunne levere fleksibilitet. I tillegg vil industrien trenge lang nok responstid fra bestilling/planlagt aktivering til aktivering. Spesielt innen silisiumproduksjon og annen metallproduksjon med samme type ovnsutstyr, vil dette være essensielt fordi raske endringer av tilført effekt vil gi store belastninger på produksjonsutstyret. Utstyret er utsatt for høy temperatur under produksjon, hvis denne senkes for raskt vil det oppstå store fysiske spenninger i utstyret som igjen vil føre til sprekkdannelser og brekkasje, og dermed skape ytterligere utfordringer for bedriften. Andre industrigrupper har ikke samme behovet for langtidsplanlegging fordi de har prosesser som ikke krever samme stabilitet eller at de har lagring av delvis behandlede varer til egen prosess. F.eks. vil ei fliskvern ved en papirfabrikk kunne stoppes en stund uten større konsekvenser så lenge det er et lager av ferdig kvernet flis. Dermed vil ikke øvrig produksjon bli særlig påvirket.

## Utviklingstrekk tradisjonell industri

Energiforbruket pr. produsert enhet forventes å gå ned de neste 20 årene. De to gruppene med størst kraftbehov (aluminium og annen metallproduksjon) ønsker å redusere strømforbruket. Det har vært gjort forsøk på å redusere tapet i lokalt strømdistribusjonsnett ved Hydro Sunndal, og det gav en besparelse på ca. 0,5 prosent. Dette tiltaket utføres vil det tilsvare en årlig reduksjon i strømforbruk på 30 GWh bare ved Hydro Sunndal. Hydros pilotanlegg på Karmøy har som mål å redusere energiforbruket med 15 prosent, vi har ikke oversikt over status i dette prosjektet.

Andelen resirkulert aluminium vil også påvirke kraftbehovet. Resirkulert aluminium tas inn i produksjonsprosessen etter de kraftkrevende elektrolysecellene som omdanner alumina til aluminium. Dermed kreves kun 5 prosent av energien som kreves for å lage ny aluminium. Blir vi flinkere til å resirkulere aluminium vil med andre ord kraftforbruket kunne reduseres betydelig.

Innen annen metallproduksjon ligger energi- sparepotensialet i å installere energigjenvinningsanlegg. Røygassen fra en silisium-ovn kan ledes igjennom en dampkjel før den går til filter og dermed avgi en del av energien til dampproduksjon som igjen kan bli til strøm i en generator eller distribueres som fjernvarme. Slike gjenvinningsanlegg er allerede bygget ved flere verk (Elkem Thamshavn leverer strøm og fjernvarme, Elkem Bremanger leverer fjernvarme, Elkem Salten og Finnfjord leverer strøm). Felles for disse energigjenvinningsanleggene er at de er veldig lite fleksible. Varmeleveransen evt. strømproduksjonen er direkte avhengig av driftsforholdene i smelteverksovnene i og med at det er røygassen som er energikilden. Energimengden som leveres fra disse anleggene vil ligge på rundt 30-40 prosent av strømforbruket i produksjonsovnene. Det er ikke planlagt for bygging av nye smelteverk, men ett av verkene, Wacker Holla Metall har planer om å utvide produksjonskapasiteten.

Vi kjenner ikke til noen endringer, utover redusert energibruk, som påvirker evnen til metall- og treforedlingsindustri i å levere fleksibilitet.

## VEDLEGG 3: FLEKSIBILITET FRA BATTERIFABRIKKER OG DATASENTER

### Fleksibilitet fra batterifabrikker og datasenter i dag

Vi kjenner ikke til at datasenter bidrar med fleksibilitet i det norske kraftsystemet i dag, utover at Enfo (Victoria Fearnley Landmark, 2022) oppgir at datasenter deltar som en kilde til aggregert fleksibilitet i balansemarkedene.

### Fleksibilitetsegenskaper

Både for datalagring og batteriproduksjon er det termisk energi som gir det største behovet for elektrisk kraft. Termiske prosesser egner seg godt som fleksibilitetskilder, både gjennom muligheten for termiske lager og fordi energien ofte kan dekkes av alternative energikilder. Varme- og kjøleenergi kan lagres i form av varmt eller kaldt vann og dermed kan et lager av f.eks. kaldt vann fylles opp når strømprisen er lav og energien brukes når prisen er høy, helt analogt til et batteri.

**Bilbatteriproduksjon** krever store mengder termisk energi, både varme og kjøling, anslått til ca. 50 prosent av strømforbruket. Ved bruk av termiske lagre kan det leveres fleksibilitet på den delen av strømforbruket som er knyttet til termisk energi. Den delen av elektrisiteten som går med til å dekke termiske energibehov kan, dersom de har termisk lager, frigjøres på kort varsel (innenfor en time). Varme/kulde kan lagres på ulike måter, f.eks. i bakken, i en innsjø eller i en egen akkumulatortank som er installert for formålet. Termiske lagre i form av akkumulatortanker har en lav kostnad sammenlignet med batterier (i størrelsesorden 5-10 prosent av kostnaden til et batteri med samme lagringsmengde). Temperaturen i et slikt lager er helst under 100 grader, men kan også være høyere med noe høyere investeringer. Vi har ikke informasjon om hvor store slike akkumulatortanker må være for å kunne dekke det termiske behovet i en batterifabrikk i 1-4 timer, men akkumulatortanker kan installeres i ulike størrelser og sånn sett tilpasses det som er økonomisk lønnsomt for en batterifabrikk. Et eksempel (fra 2019) på en akkumulatortank installert i fjernvarme har en kostnad på 5 mill NOK for en tank med lagringskapasitet på 30 MWh.

Selv uten et termisk lager finnes det en viss fleksibilitet i termiske prosesser. Varme i vann/kjølemedium i varme/kjølesystemene utgjør en termisk treghet, det vil si at det vil ta noe tid før temperaturen kommer under et visst nivå når tilførselen av varme/kjøling stopper. Et estimat er at termisk tilførsel kan stanses i inntil 15 minutter uten konsekvenser for produksjonen på anlegget.

Skal det frigjøres elektrisitet som dekker andre behov (motordrifter og andre maskinfunksjoner) eller termiske behov når det termiske lageret er tomt, kreves lengre tid, som et par dager. Da vil man i så fall ta i bruk USP-løsninger (dieselaggregat og/eller batterier til nødstrøm) for å holde virksomheten i gang. Det kan også tenkes at enkelte datasenter kan overføre data til et annet datasenter i perioder med anstrengt kraftforsyning og risiko for avbrudd/ rasjonering, men denne muligheten har vi ikke vurdert.

Det er også en mulighet å ha alternative energikilder for å dekke varmebehovet i en batterifabrikk. Da kan den termiske energien dekkes av andre kilder enn strøm i korte eller lengre perioder.

**Datalagringscenter** krever store mengder kjøling, et grovt anslag er at kjøling utgjør 75 prosent av strømforbruket. For å dekke kjølebehovet vil anleggene bruke frikjøling (dvs. hente kald luft direkte inn utenfra) i det meste av vinterhalvåret når det er kaldt ute. Datasenter med stort kjølebehov vil dermed ha lavt strømforbruk om vinteren, antatt i størrelsesorden 30-50 prosent lavere enn på sommeren. Selv om et datasenter bidrar til økt strømforbruk i Norge, vil de likevel ikke påvirke situasjonen i «vårknipa» i særlig stor grad. Det betyr også at fleksibilitetspotensialet fra kjøling i datasenter er begrenset til sommerhalvåret.



## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Ved hjelp av store lager for kjølevann er det mulig å levere fleksibilitet på den delen av strømforbruket som er knyttet til kuldeproduksjon. På den annen side er driftssikkerhet et datalagringsssenter svært viktig, og varigheten av fleksibiliteten må tilpasses størrelsen på det termiske lageret.

**Tabell: egenskaper ved fleksibilitet fra KII – Bilbatteriproduksjon og datasenter**

	Egenskap	Batterifabriker	Datasenter
Tids- aspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Døgnet rundt, året rundt. Avhengig av design på anleggene.	I sommerhalvåret: kjøling er tilgjengelig I vinterhalvåret: ev. kun UPS-systemer
	Responstid	Stans i inntil ca 15 min kan gjøres raskt Termisk energi kan reduseres på mindre enn en time, forutsatt termiske lager eller alternative energikilder som står klar. Annen energibruk bør varsles dagen før	Termisk energi kan reduseres på mindre enn en time, forutsatt termiske lager.
	Hypighet	avhengig av størrelsen på det termiske lageret, og utetemperaturen ved bruk av frikjøling.	avhengig av størrelsen på det termiske lageret, og utetemperaturen ved bruk av frikjøling.
Volum	Effekt	Med lager for både kjøling og varme, ca. 30 MW	Avhenger av størrelsen på datasenteret.
	Energibehov/ varighet	Termisk lager: avhenger av størrelsen på lageret Alternative energikilder: avhenger av størrelsen på kjeler osv.	Varigheten vil være avhengig av størrelsen på lageret.
Hvor er industrien lokalisert?	Sørlandet og Nordland		Over hele landet
Hva driver kostnaden for fleksibilitet?	Termiske lagre (lav kostnad) Alternative energikilder		Termiske lagre (lav kostnad)
Forutsetninger for å levere			Ingen risiko for driften av anlegget Tilgang på termiske lager

## Utviklingstrekk batterifabrikker og datasentre

Ny kraftintensiv industri bestående av batterifabrikker, datasentre og hydrogenproduksjonsanlegg vil forskyve strømforbruket i bransjen mot en mer fleksibel retning. Totalt sett vil andelen av strømbehovet i kraftintensiv industri som er fleksibel øke med økende andel batterifabrikker, datalagringscentre og hydrogen-/eFuels-produksjon.

Flere batterifabrikker er under planlegging og bygging i Norge, men ingen har startet produksjon ennå. Freyr sitt anlegg i Mo i Rana planlegger produksjonsstart i 2025, Morrow ved Arendal planlegger oppstart i 2026 og Beyond skal være klar med en fullskala fabrikk i 2024, trolig på Jæren (E24, 2021). Nye batterifabrikker vil dermed medføre et betydelig økt kraftbehov i nær framtid. I full produksjon vil Morrow trenge 320 MW effekt, noe som blir i underkant av tre TWh i året dersom fabrikken gjøres på full effekt døgnet rundt. Dersom strømforbruket blir omtrent det samme for alle kjente batteriprojektene vil de alene øke strømbehovet til Norge betydelig.

Det er flere mindre datasentre i drift i Norge, og flere større er under planlegging. Disse sentrene vil derfor øke kraftbehovet i løpet av de kommende ti årene. I Statnett sin langsiktige markedsanalyse for 2050 vurderer de at den samlede energjetterspørselen fra datasentre vil være på rundt 12 TWh. I dag ligger etterspørselen på rundt 1 TWh.

## VEDLEGG 4: FLEKSIBILITET FRA PRODUKSJON AV HYDROGEN OG E-FUELS

### Hydrogen og e-fuels bidrag til fleksibilitet i dag

Hydrogen er en energibærer som ikke slipper ut klimagasser når den er brukt og som kan brukes i mange sammenhenger. Det forventes at den vil få særlig stor betydning i sektorer som ellers er vanskelig å dekarbonisere, som i industrielle prosesser som varmekilde (f.eks. stål og sementproduksjon) og i transportsektoren ellers direkte som brensel i brenselceller eller som utgangsprodukt for syntetiske, brensler som metan og andre flytende hydrocarboner (e-fuels).

For å bidra til avkarbonisering av disse sektorene, må produksjonsprosessen av hydrogen være lav- eller nullutslipp. Den foretrukne metoden er å bruke elektrolyse og fornybar strøm (grønt hydrogen) eller dampreformering av naturgass med tilkoblet karbonfangst og lagring (blått hydrogen).

I prinsippet kan hydrogen også fungere som brensel for strømproduksjon, enten i brenselceller eller i tilpassete gasturbiner, dette dekkes i et eget vedlegg om lager.

### Fleksibilitetsegenskaper

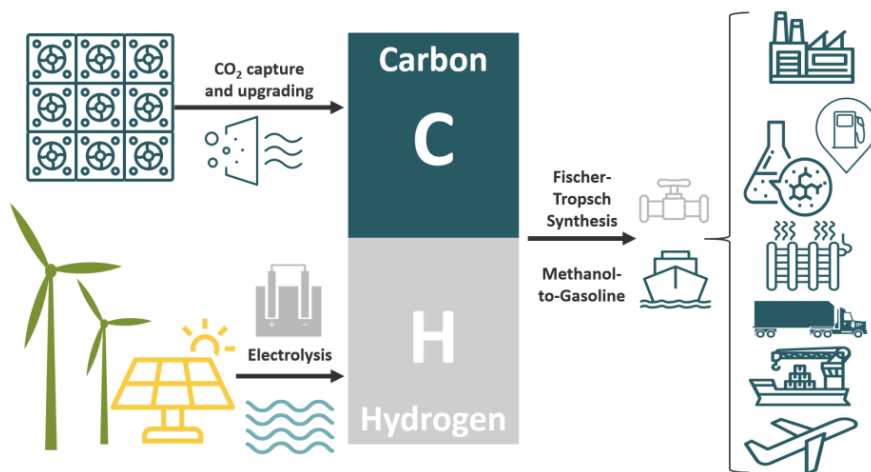
**Hydrogenproduksjon** ved elektrolyse krever store mengder strøm. Men, disse er relativt fleksible ved at de kan stoppes ved å rampe ned over noen timer, og tilsvarende startes ved å rampe opp, sammenlignet med tradisjonelle kraftintensive industrianlegg. I tillegg er de fleste av dagens hydrogenproduksjonsanlegg knyttet til annen industri hvor de har lagt inn en buffertank med ferdigprodusert hydrogen slik at den industrielle produksjonen kan gå som normalt selv om produksjonen av hydrogen er stoppet opp.

Det fins to etablerte elektrolyser-typer i dag, alkaliske og polymer electrolyte membrane (PEM). Begge teknologier tilbyr effektiviteter mellom 60 - 70 prosent og kan operere i nesten hele lastspektrumet fra 0 til 100 prosent av sin nominelle last, og sågar opptil 110 prosent (alkaline) og 160 prosent (PEM) i korte perioder. Mens alkaline elektrolysører normalt har lavere investeringskostnader, har PEM-elektrolysører et større fleksibilitetspotensial: Mens PEM elektrolysører kan styres opp og ned på en hastighet av 10 prosent per sekund er alkaline merkbar tregere med 0,2-20 prosent per sekund. PEM elektrolysører har også kortere responstid på 1 s – 5 minutter sammenlignet med sine alkaliske slektninger som aktiveres på 1-10 minutter. Allerede i dag fins hydrogenfabrikker med kapasiteter på 10 MW, noe som sannsynligvis vil øke til mer enn 100 MW i løpet av de neste ti årene. In THEMA's Buest Guess scenario forventer vi en samlet kapasitet i Norden på ca. 10 GW i 2030 og 45 GW i 2050. Elektrolysører med begge teknologiene er derfor en stor og rask fleksibilitetskilde som kan brukes til mange formål. Det blir selvfølgelig et økonomisk spørsmål om det lønner seg å strupe produksjonen eller investere i overkapasitet på elektrolyseren for fleksibilitetsformål.

En tredje teknologi, som fortsatt er i pilotfasen, kan muligens spille en større rolle i fremtiden: SOEC (solid-oxide electrolyser cells). Denne typen reaktorer har en potensielt høyere effektivitet enn de to etablerte teknologiene, med opptil 88 prosent, på grunn av høyere prosessstemperatur. Fleksibilitetspotensialet av SOEC-baserte storskala anlegg er i stor grad usikkert i dag, men den forventes å være i samme størrelsesorden som for alkaline og PEM reaktorer.

**eFuels** er et samlebegrep som beskriver en rekke forskjellige syntetiske brensler som f. eks. metan, bensin, diesel eller flybensin som miljøvennlig alternativ til fossilt drivstoff. Felles for alle disse er at de tar utgangspunkt i hydrogen og CO/CO<sub>2</sub>-gass fra karbonfangst fra f.eks. industrielle prosesser som ellers ville blitt sluppet ut som forurensning, se Figur 29. eFuels kan ses på som gjenbruk av klimagasser, der man bruker karbonet en gang til før det slippes ut i luften.

Figur 29: Prinsippskisse for verdikjeden for produksjon av eFuels



For den første delprosessen, dvs. produksjon av hydrogen gjelder de samme vurderingene som i avsnittet over. Syntesen til e-fuels derimot er en prosess som i utgangspunktet er lite fleksibelt med tanke på hydrogentilførsel. Det betyr at det enten må installeres et hydrogen-mellomlager eller fleksibiliteten av tilkoblede elektrolysørene må begrenses. Det fins noe forskningsarbeid<sup>9</sup> på akkurat dette som ville minimere behovet for mellomlager på hydrogen. Den største delen av energiforbruket i denne prosessen er uansett knyttet til elektrolyseprosessen.

Det er en veldig ung industri, og det er foreløpig ingen anlegg i drift i Norge. Nordic Electrofuels har planer om et anlegg på Herøya, og det blir, ifølge dem selv, det første fullskala produksjonsanlegget for eFuels i verden.

Tabell: egenskaper ved fleksibilitet fra produksjon av hydrogen og e-fuels

Egenskap		Hydrogenproduksjon fra elektrolyse til direkte bruk eller som innsats i produksjon av aFuels
Tidsaspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Tilgjengelig hele året, uka og døgnet – forutsatt at produksjonen går

<sup>9</sup> [Influence of Power-to-Fuel Plant Flexibility Towards Power and Plant Utilization and Intermediate Hydrogen Buffer Size - Pfeifer - 2020 - Chemie Ingenieur Technik - Wiley Online Library](#)

	Responstid	Responstid i drift: rask, opptil 100%/s Kald start: 1-10 min avhengig av type
	Hyppighet	Ofte ved tilstrekkelig stort lager eller overskuddskapasitet på produksjon, ellers begrenset av leveranseforpliktelser
Volum	Effekt	Moduler på 1 MW (10 MW i 2030)
	Energibehov/ varighet	Det finnes ofte lager og buffer overfor den videre verdikjeden, varighet på utkobling avhenger av størrelsen på lager og på krav til leveranser fra kunder og neste steg i prosessen
Hvor kan kilden levere fleksibilitet?		I nærheten av forbrukssentre for H2, gjerne langs kysten
Drivere for kostnad		Behov for ekstra lager eller overskuddskapasitet for produksjon
Forutsetninger for å levere		Prisforskjeller på strøm over døgnet eller annen verdi fra fleksibilitet som gjør fleksibel produksjon lønnsomt.

## Utviklingstrekk hydrogen og e-fuels

I takt med at etterspørselen etter hydrogen øker utover 2030 tallet vil etterspørselen etter strøm for hydrogenproduksjon også øke. I dag er det svært lite produksjon av hydrogen i Norge, men både NVE og Statnett sine langsiktige markedsanalyser peker på en økende etterspørsel etter energi til hydrogenproduksjon frem mot 2040 og 2050. I Statnett sin langsiktige markedsanalyse vurderer de at behovet for elektrisk energi til hydrogenproduksjon vil være 15 TWh i 2050.

Hydrogen og eFuels vil brukes i transportsektoren der avstander og/eller transportmidlene er for store til å benytte ren batteridrift, hovedsakelig i sjøtransport, men framtidig bruk i tungtransport og fly er også mulig. Det er stor usikkerhet i etterspørselen etter hydrogen langt fram i tid, både til transport og til industri.

## VEDLEGG 5: FLEKSIBILITET FRA FJERNVARME

### Fjernvarmens bidrag til fleksibilitet i dag

Fjernvarmeselskapene leverer i dag 7,5 TWh varme til bygg, næring og industri. Dette er varme som hovedsakelig er basert på energikilder som spillvarme fra avfallsforbrenning, bioenergi og varmepumper. Alternativet for de fleste boliger og næring er strøm. Fjernvarmen har dermed konvertert mange eksisterende bygg fra oljekjeler til fornybar fjernvarme og har hindret en økning i strømforbruket til bygg i de fleste byene i Norge.

### Fleksibilitetsegenskaper

Fjernvarme har bidratt til å redusere veksten i strømforbruket i bygg og har installert elkjeler som representerer en kilde til fleksibilitet i systemet.

Varmesentralene i fjernvarmeanlegg har flere kjeler og kilder til energi for å produsere varme. Det er ofte en eller to hovedkilder som er i bruk. Uansett hvilken kilde som leverer mesteparten av varmen, vil det være back-up for å sikre forsyningen ved stans i den største varmekilden ved anlegget (dvs. svært sjelden). Back-up og spisslastløsninger er som hovedregel oljekjeler, som i dag ofte bruker bioolje. Mange fjernvarmeanlegg har også installert elkjeler, enten som en av flere hovedkilder, eller som back-up til bruk kun når strømprisene er svært lave. Fleksible elkjeler brukes ikke i år eller timer med knapphet, og vil da ikke bidra til energi eller effektutfordringer i systemet. Elkjeler kan også absorbere overskuddsenergi, dvs. tas i bruk når strømprisene er svært lave. I prinsippet kan varmepumper også erstattes av andre energikilder ved svært høye priser.

I tillegg til energifleksibilitet der fjernvarme kan produsere fra ulike kilder, er det også mulig å lagre energi i termiske lagre. Et termisk lager kan f.eks. være en svært stor «termos» der man varmer opp vann som kan distribueres ut til kundene senere. Flere norske fjernvarmeanlegg har slike akkumulatortanker installert for å sikre jevn last på installerte kjeler selv om forbruket varierer. Da varmes vannet i tanken opp når produksjonen er høyere enn forbruket, og brukes når produksjonen er lavere enn forbruket. Når elkjeler eller varmepumper er i bruk, vil en akkumulatortank representere en fleksibilitetskilde for kraftsystemet på samme måte som et batteri. Et eksempel på størrelse er for en akkumulatortank i et norsk fjernvarmesystem på 30 MWh. I Berlin holder Vattenfall på å installere et termisk lager med en kapasitet på 2600 MWh (200 MW, 13 timer leveranse av varme) der 56 millioner liter vann skal lagres på 98 grader. Lageret skal knyttes til fjernvarme i Berlin og varmes opp enten vha. varmepumpe og overskuddsproduksjon fra vind, eller spillvarme i nærheten (Energy Storage News, 2022).

Det finnes eksempler på nærvarmeanlegg som har termiske sesonglagre. Anleggene har varmepumpe basert på grunnvarme eller lagrer overskuddsvarme fra energigjenvinning av avfall på sommeren. På vinteren produserer anlegget varme basert på varmen i grunnen, og temperaturen synker i grunnen. På sommeren produserer anlegget kjøling og dumper varmen i grunnen. På den måten brukes kulden i grunnen fra vinteren til å kjøle ned byggene på sommeren og omvendt.

Elkjeler kan også inngå i aggregerte bud til balansemarkedene i perioder der elkjelene er i bruk.

Tabell: egenskaper ved fleksibilitet fra fjernvarme

Egenskap		Skifte mellom elkjeler til andre energikilder	Bruk av termiske lagre (akkumulatortanker)
Tidsaspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Elkjelene er hovedsakelig i bruk når strømprisen er lav	Akkumulatortanker er installert for å gi fleksibilitet. Ved «tomme» lager er ikke utkobling mulig, ved «fulle» lager er ikke lagring mulig
	Responstid	Rask	Rask
	Hypighet	Ubegrenset (så lenge de er i bruk)	Begrenset av størrelsen på lageret
Volum	Effekt	1-10 MW per kjel	30 – 2600 MWh per lager
	Energibehov/ varighet	Ubegrenset	Avhenger av størrelsen på tanken
Hvor kan kilden levere fleksibilitet?		I de fleste byer i Norge	I de fleste byer – dersom tank er installert
Drivere for kostnad		Kostnad til alternativ energi	Størrelse på tanken. Eks. 5 mill NOK for en 30 MWh akkumulatortank

<i>Forutsetninger for å levere</i>		
------------------------------------	--	--

## Utviklingstrekk fjernvarme

Fjernvarme gir mening i tettbygde strøk som byer. I områder der det er langt mellom kundene, blir infrastrukturen for kostbar sammenlignet med energien som blir levert. De fleste tettsteder og byer med tilstrekkelig tetthet i varmekunder har allerede utviklet fjernvarmeanlegg. Det er derfor begrenset potensiale for å etablere ny fjernvarme for varme til bygg i Norge. Det kan være et økt potensiale for fjernvarme til industri, uten at vi har gjort noen vurderinger på det.

Mulighetene for å konvertere mer elektrisk oppvarming til fjernvarme, kommer fra utvidelse av eksisterende anlegg. Det mest naturlige er å utvide eksisterende fjernvarmeanlegg til nye bydeler som utvikles, dvs. nye bygg som bygges med vannbåret varmedistribusjon i bygget (radiatorer eller gulvarme). Det kan være mulig å installere vannbåret varmedistribusjon også i eksisterende bygningsmasse, men det har vært vurdert til å være for kostbart. Med høyere strømpriser og økt knapphet på strøm, kan det være aktuelt å vurdere kostnadsbildet på nytt. At gamle bygg bruker mer energi per kvadratmeter enn nye, energieffektive bygg, bidrar også til at dette kan være aktuelt i det lange bildet.

Analyser utført av Celcio som driver fjernvarmeanlegget i Oslo som i dag leverer rundt 1,9 TWh, viser et potensiale for å konvertere 0,8 TWh elektrisk oppvarming i eksisterende bygg til fornybar fjernvarme ved å installere vannbåret varmesystem i eksisterende bygg innenfor en avstand på 200 meter til nærmeste distribusjonsledning for fjernvarme i Oslo (Norsk Fjernvarme, 2022).

En slik konvertering fra elektrisk oppvarming til fjernvarme vil være basert på eksisterende infrastruktur utenfor byggene, men ny infrastruktur på innsiden av byggene. Dermed er installasjonstiden begrenset, men det vil være mange borettslag/sameier og byggeiere som må ta beslutning om å installere nye, rørbaserte varmesystemer i sine bygg for å få til en konvertering fra elektrisk oppvarming til fjernvarme.



## VEDLEGG 6: FLEKSIBILITET FRA ELEKTRISK TRANSPORT

Vi ser her på tungtransport som ferger, lastebiler osv. og omtaler private elbiler i delkapitlene om aggregert fleksibilitet og om husholdninger og næringsbygg.

### Elektrisk transports bidrag til fleksibilitet i dag

Transport bidrar i liten grad til balansering av systemet i dag selv om det finnes flere tilbydere av smarte ladesystem som kan bidra til at bilen blir ladet når prisen på strøm er lavest og som har bidratt med fleksibilitet i piloter i balansemarkedet. I tillegg har noen ferger og landstrømanlegg avtale om fleksibel tariff eller betinget tilknytning slik at de kan kobles ut ved utfordringer i nettet.

### Fleksibilitetsegenskaper

De fleste **elferger** i drift er hybridferger, slik at de raskt kan bytte til dieseldrift. Det innebærer at de har to energikilder og to motorer i samme fartøy. Teknisk sett kan slike fartøy raskt bytte fra strøm til diesel ved behov for balansering i kraftsystemet. Tilsvarende gjelder for **landstrøm**, alle skip produserer egen strøm til lys og oppvarming når de er til sjøs, og kan gjøre det samme også når de ligger til kai. Forutsetning for et slikt skifte er at det ikke finnes begrensninger (f.eks. knyttet til klimagassutslipp) som er til hinder for en avtale om utkobling og at rederiene har klare incentiver til og signaler om å koble ut ved behov. Videre må prisen på diesel (eller annet drivstoff) ikke være høyere enn kompensasjonen for utkobling av elektrisk drift.

I mange typer kjøretøy og båter er hybridløsninger for kostbart, dyrt eller plasskrevende. **Helelektrisk transport** som elbusser, elektriske lastebiler og elektriske båter er avhengig av regelmessig tilgang på lading. Om de ikke kan lade på riktig tidspunkt, i riktig hastighet og på riktig sted, vil transporten stoppe opp med de konsekvensene det gir for transportøren og samfunnet. På tidspunkt der kjøretøyene eller fartøyene ikke er i bruk, f.eks. på natten eller i hviletider, vil det ikke være behov for å lade raskt hele tiden, men heller tilpasse tidspunkt og hastighet til behov i kraftsystemet. Forutsetningen for å levere er at batteriet er tilstrekkelig oppladet til transporten starter opp igjen.

**Tabell: Egenskaper for fleksibilitet fra elektrisk transport**

	Egenskap	Hybridferger/-båter (el og diesel)	Landstrøm	Depotlading, elbusser og lastebiler	Hurtiglading personbiler, elbusser, elbåter og lastebiler	Lufttransport
<i>Tids-aspekter</i>	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Hele året innenfor fergesambandets rutetid, lader	Cruise: hovedsakelig på sommeren. Klarlagt ruteplan.	Hovedsakelig natt, kan også lade i andre perioder når kjøretøyet står i ro over noen	Hurtiglading kan i noen tilfeller utsettes dersom batteriet har høy kapasitet.	Tilgjengelig på natt eller når flyene står lenge på bakken.

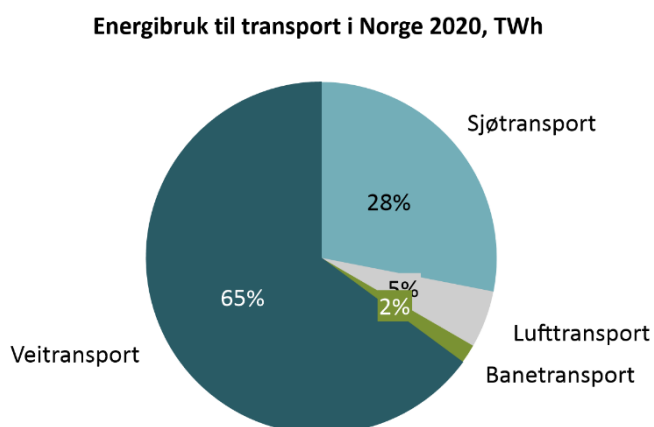
		stort sett 1-2 ganger per time	Mindre skip, nasjonal transport: hele året	timer (f.eks. lunsj)	Forutsigbarhet varierer	Ikke tilgjengelig i rutetransport uten løsninger med batterier på ladepunktene for fly
	Responstid	Under en time	Under en time	Rask	Rask	-
	Hyppighet	Ingen tekniske begrensninger	Ingen tekniske begrensninger	Begrenset av krav om fullt batteri på morgenen	Svært sjelden, venting har høy kostnad	-
Volum	Effekt	1-7 MW	1 – 25 MW	0,04 MW per lader, total avhenger av antall ladere	0,05-0,15 MW per lader og økende, total avhenger av antall ladere	Usikkert, flere MW per fly i hurtiglading
	Varighet	Ingen begrensning på hybridferger utover miljøkrav i avtalen med oppdragsgiver	Lagret drivstoff og tilgang på fylling	Begrenset av krav om fullt batteri på morgenen	Svært kort, venting har høy kostnad	Usikkert
Hvor er lasten plassert?		Ofte: langt ute i nettet med lite annen last i området.	Havner i byer langs hele kysten	Distribuert, ofte i ytterkant av byene	Distribuert i hele landet langs veien	Fordelt på ca 5 flyplasser
Hva driver kostnaden for fleksibilitet?		Alternativ energikilde er tilgjengelig Ev. Avtalebegrensni	Alternativ energikilde	Ingen kostnad så lenge batteriet er tilstrekkelig ladet i tide	Tidskostnad ved venting på lading	Kostnad ved uregelmessighet er i transport

	nger på CO <sub>2</sub> - utslipp			Kostnad ved uregelmessighet er i transport	
--	--------------------------------------	--	--	--	--

## Utviklingstrekk elektrisk transport

Klimaambisjonene til Norge innebærer en omfattende omstilling av transportsektoren, der landtransporten må bli utslippsfri og det må komme vesentlige kutt i utslipp fra sjøtransport og flytrafikk. Elektrifisering ventes å være det viktigste tiltaket for å redusere utslipp fra veitransporten (Oslo Economics, 2021). Energibruken til transportsektoren i Norge var i 2020 57 TWh. Figur 30 viser energibruken fordelt på veitransport, sjøtransport (kyst og fiske), lufttransport og banetransport (SSB, 2021).

Figur 30: Oversikt over hvordan energibruken til strøm fordeler seg på ulike transportkategorier

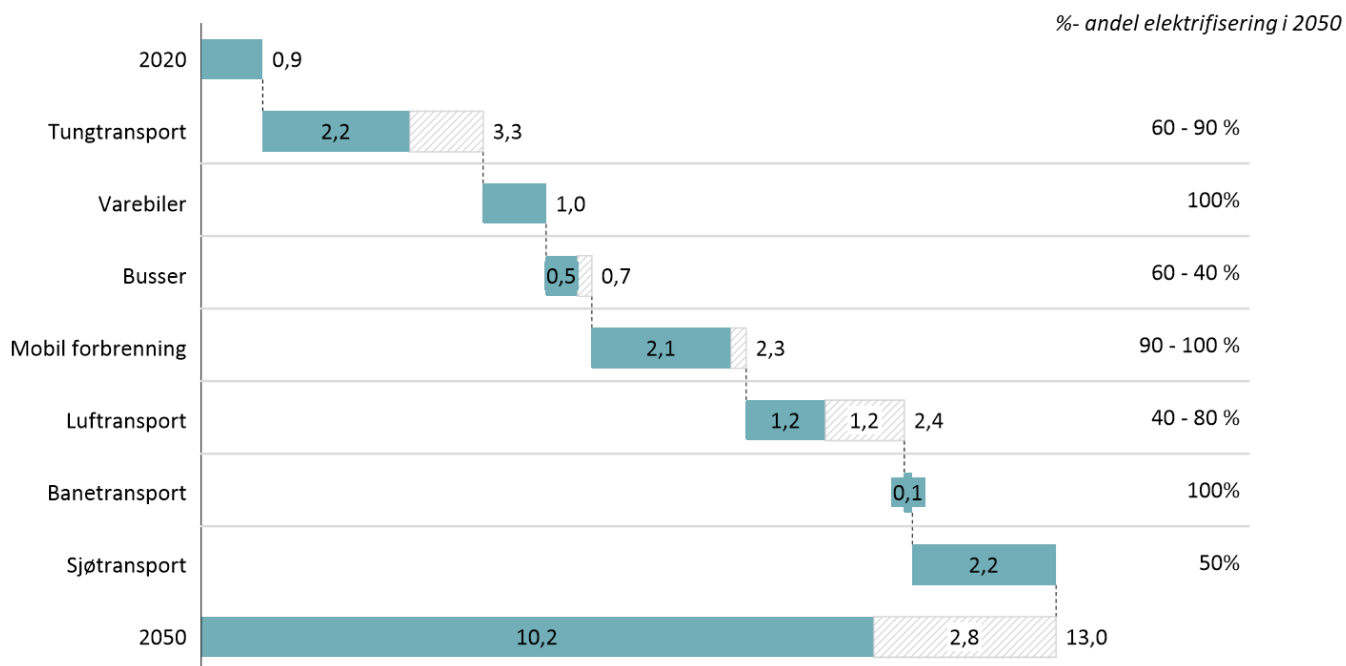


Kilde: Statistisk sentralbyrå (SSB, 2021)

2 prosent av energiforbruket i veitransporten var elektrisk i 2021, 1 prosent av sjøtransporten og 80 prosent av banetransporten. Null prosent av energibruken i luftfarten er per i dag elektrisk. Figur 6 viser et mulig elektrisk energibehov på mellom 10 og 12 TWh per år i 2050. Personbiler er ikke inkludert (dekket under delkapitlene om aggregert fleksibilitet), men ville økt anslaget til mellom 15 og 18 TWh. Til sammenligning ville dagens energibehov fra transportsektoren dersom alt ble elektrifisert grovt estimert vært 12,7 TWh (SSB, 2021).

Som følge av at batteriteknologien er mer moden og allerede er utbredt innen personbiltransporten antas det at det vil tas i bruk batterier der det er mulig. Der batterikapasiteten setter begrensninger, f.eks. ved lengre og tyngre transport, vil det være aktuelt med andre nullutslippsløsninger om hydrogen og e-fuels. Videre beskrives utviklingstrekk for hver av kategoriene i Figur 31, med hovedfokus på den økte etterspørselen etter batterielektrisitet.

Figur 31: Mulig utvikling i etterspørsel etter elektrisk energi fra transportsektoren i 2050 (TWh)



## VEDLEGG 7: FLEKSIBILITET FRA HUSHOLDNINGER OG NÆRINGSBYGG

### Alminnelig forbruks bidrag til fleksibilitet i dag

Desentral fleksibilitet vil i stor grad være implisitt, dvs. at forbrukere tilpasser seg priser i markedet og i nettleien.

Fleksibilitet i strømforbruket er relativt lav for bygg av alle typer, det vil si at strømforbruket endrer seg lite selv i timer og perioder når prisen er høy. En stor andel av dagens strømbruk går til oppvarming. I kalde perioder øker ofte både strømforbruket og prisene, det er ikke mange som ønsker å fryse selv om strømprisen går opp.

Når det sagt, er det en del som oppgir at de har gjort det til en vane å lade elbilen på kvelden og natta når strømprisen er lav og fordi de har fått med seg at det er positivt for kraftsystemet. I perioder der strømprisen er høy, eller svært høy slik vi har sett vinteren 2021/2022, blir mange oppmerksomme på at det er penger å spare ved å redusere innetemperaturen noe eller fyre med ved i stedet for strøm. Det finnes lite data som viser prisfølsomheten for strøm i alminnelig forsyning, og det blir interessant å se hvordan høye priser og svært høy oppmerksomhet om strømprisene faktisk har påvirket strømforbruket denne vinteren.

### Fleksibilitetsegenskaper

Fleksibiliteten fra husholdninger og næringsbygg vil skje gjennom en tilpasning av forbruket basert på variasjoner i strømprisene over året og døgnet og for å redusere nettleien. Tilpasningene kan skje manuelt ved at man skifter fra elektrisk oppvarming til vedfyring i perioder med høye strømpriser eller ved å lade elbilen på natten. Hyppigere og raskere tilpasninger krever enten tidsstyring eller økt grad automatisering av responsen.

Det er usikkert hvor mye husholdninger og næringsbygg tilpasser sin energibruk ved høye eller variable strømpriser. Statnett har gjennomført et FOU-prosjekt (Statnett, 2022) for å avdekke denne prissensitiviteten. Husholdningene som deltok i eksperimentet (ca 4200), reduserte sitt forbruk med 2-3 prosent i enkelttimer med priser på 2-10 kr/kWh. Denne responsen blir vurdert til å være ikke-signifikant, dvs. innenfor feilmarginen. Likevel er det noen veldig interessante funn i prosjektet:

- Rundt halvparten av husholdningene som deltok gjennomførte tiltak for å redusere forbruket i timene med høy pris
- Den høyeste responsen per time var i de tilfellene der prisen var høy i kun 2 timer per døgn, dvs. det var et tidspunkt som skulle unngås, ikke flere
- ..til tross for at alle tiltakene var manuelle: flytte på tidspunkt for bruk av elektriske apparater som vaskemaskin osv., bytte til vedfyring eller skru ned på varmen.
- I husholdninger med elbil, var det mest brukte tiltaket å flytte på tidspunktet for lading.

De fleste næringsbygg har mulighet for noe optimalisering av energibruken i bygget gjennom et sentralt driftsanlegg for bygget (SD-anlegg). Det finnes også mange tilbydere av energitjenester tilbyr alt fra å inngå strømvavtaler og å optimalisere for lavest mulig energikostnad. Et eksempel er effektvakt som finnes i svært mange næringsbygg. De fleste næringsbygg har i mange år hatt en nettleie som beregnes utfra maksimalforbruket per time (maks effekt). Effektvakter styrer strømforbruket for å unngå effekttopper på morgenen og dermed bidra til å holde nettleien nede.

Tabell x: Egenskaper for fleksibilitet i bygg

	Egenskap	Elektrisk oppvarming/ inkl. varmepumpe	Varmtvannstank	Ventilasjon og kjøling	Elbillading - personbiler	Batterier bak måler
Tids- aspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Temperatur-avhengig, brukes mest på vinteren	«A4-mønster»: topp morgen og kveld, er i bruk hele året	I bruk hele året, mer kjøling i sommerhalvåret enn vinter	«A4-mønster»: bil i ro på natt/ettermiddag i boliger og på dagen i næringsbygg	
	Responstid	Rask ved automatisk eller tids-styring	Rask ved automatisk styring	Rask ved automatisk styring	Rask ved automatisk styring	Rask ved automatisk styring
	Hypighet	Minst 1-2 timer mellom Sjelden ved manuelle tilpasninger	Er uansett ikke en kontinuerlig last	Begrenset av krav til komfort og hvor raskt ønsket komfort er tilbake etter utkobling	Begrenset av krav til fullt batteri på morgenen/ ved behov	Begrenset av strørrelsen på batteriet
Volum	Effekt	1-10 kW	1-4 kW i husholdninger, større i næringsbygg	< 500 kW per bygg	1,5 – 22 kW per lader	Avhenger av bruk
	Varighet	Temperatur-avhengig: 1-2 timer, lengre ved vannbåret varmesystem	Flere timer så lenge det varmt vann ved behov	Begrenset av krav til komfort, trolig 1 – 4 timer for kjøling og under 1 time for ventilasjon	Begrenset av krav til fullt batteri på morgenen/ ved behov	Avhenger av størrelsen på batteriet

<i>Hvor er lasten plassert?</i>	Distribuert, mest i tettbygde strøk				
<i>Hva driver kostnaden for fleksibilitet?</i>	Styringssystemer og ev. tapt komfort	Styringssystemer (3-5000 kr ekstra + installasjon per varmtvannstank) og ev. tapt komfort	Styringssystemer og ev. tapt komfort	Styringssystemer , ev. batterislitasje, plunder & heft og behov for hurtiglading hvis batteriet ikke er fullt til riktig tid	Størrelsen på batteriet
<i>Forutsetninger for å levere</i>	Automatikk, Smart hus Standardisering Prissignaler og relevante data	Automatikk, smarte varmtvannstanker Standardisering Prissignaler og relevante data	Integrasjon med eksisterende SD-anlegg Prissignaler og relevante data	Automatikk og mulighet for overstyring Prissignaler og relevante data	

**Elektrisk oppvarming** er en såkalt «treg» last, det vil si at effekten av å slå av oppvarming ikke kommer umiddelbart. Avhengig av utetemperatur og hvor godt isolert bygget er, kan det ta 0,5 – 2 timer før man kjenner på kroppen at temperaturen og komforten har gått ned. Denne tregheten kan man bruke til å slå av oppvarmingen i timer med ekstra høye priser og dermed bidra til å redusere topplasttimene.

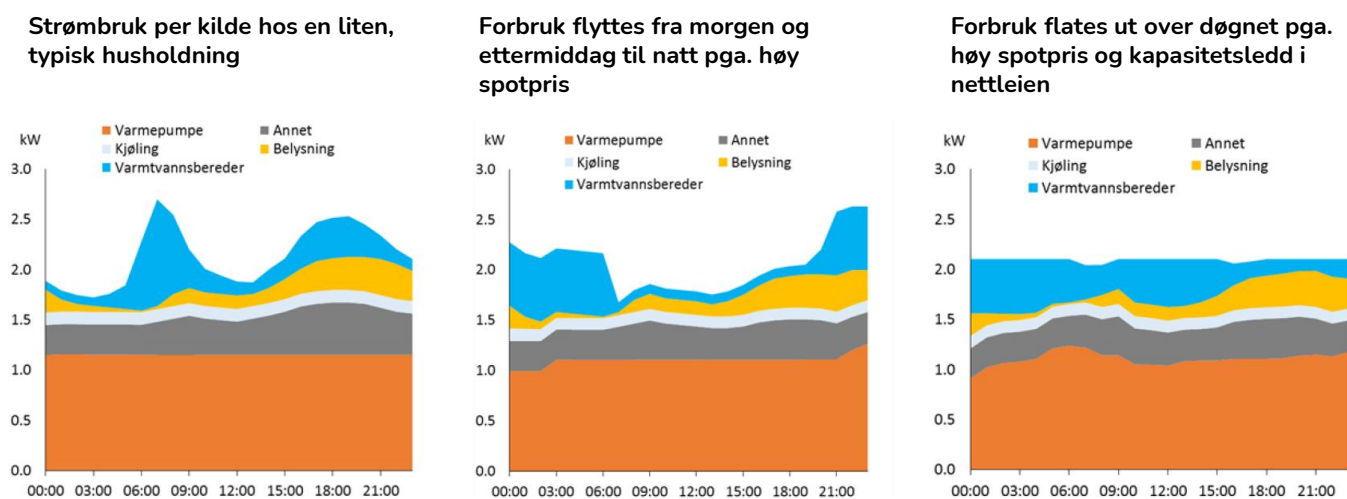
Mange bygg har også mulighet til å bruke alternative energikilder i perioder med ekstra høye temperaturer, f.eks. ved å fyre med ved i perioder med høye temperaturer eller skifte fra en elkjel til olje/gasskjeler i bygg med sentralfyring. Det er fortsatt mange privathus som har mulighet for vedfyring, men andelen næringsbygg med oljekjeler og andre alternativer til strøm har gått ned som følge av klimapolitikken. Utslippene fra bygg har gått ned, men energifleksibiliteten er redusert.

Oppvarming utgjør ca. 40 prosent av energibruken i næringsbygg (NVE, 2016) og 67 prosent av energibruken i husholdninger (NVE, 2022).

Termiske sesonglager for varme i store bygg er under uttesting. Et eksempel i Drammen kommune (Inaventa Solar, 2020), der en skole har etablert 100 borebrønner (50 m dype) i grunnen kombinert med solfangere og solceller på taket. Varmen som produseres på sommeren (når skolen ikke er i bruk), lagres i borebrønnene og hentes opp via en varmepumpe på høsten og vinteren når oppvarmingsbehovet er stort. På denne måten lagres sommervarme til bruk på vinteren gjennom det de kaller GeoTermosen.

**Varmtvannstanker** er en interessant kilde til fleksibilitet. De fleste av oss dusjer på morgenen før vi går på jobb og eventuelt etter jobb/skole/trening på ettermiddag/kveld, se Figur 32. Varmtvannstankene i husholdningene bidrar dermed til topplasten morgen og kveld. Etter at man er ferdig dusjet på morgenen, har man ofte ikke behov for at vannet i tanken varmes opp med en gang. Dermed finnes det et potensiale til å flytte oppvarmingen av vannet til andre tidspunkt. Forutsetningen er at det er nok vann i varmtvannstanken neste gang noen skal dusje. Figur 32 (midten) illustrerer hvordan oppvarmingen av varmtvann kan flyttes til natten for å utnytte lavere strømpriser på nattetid. Figur 32 (til høyre) viser hvordan oppvarming av varmtvann kan tilpasses til annet forbruk i boligen og legges til tidspunkt med minst strømbruk på andre apparater, slik at energiforbruket per time over døgnet jevnes ut. Varmtvannstanker er dermed en god kilde til å håndtere effektutfordringer i systemet dersom prisene gir incentiver til det. En slik utflating vil bidra til å redusere nettleien med ny nettleiemodell fra 1. juli 2022 der man i noen grad betaler for hvor mye energi man bruker samtidig.

Figur 32: Flytting av oppvarming av varmtvann gjennom ulike former for smart styring



Kilde: Statnett (2018)

Varmtvannstanker har også de tekniske egenskapene som kreves for å bidra i balansemarkedene: de kan reagere raskt, responsen kan automatiseres og de kan reguleres både opp og ned. Varmtvannstanker brukes som kilde i balansemarkedene flere steder, men da som aggregert ressurs eller direkte regulert av systemoperatøren.

Hvis man estimerer at det finnes 2 millioner varmtvannstanker i norske husholdninger, hver på 2 kW, er samlet kapasitet 4 GW. Om vi antar at 80 prosent av varmtvannstankene er tilgjengelige i løpet av en dag og at 50 prosent kan styres, utgjør dette grovt regnet en fleksibilitetsressurs i størrelsesorden 0,8 GW fordelt på noen timer. Dagens norske varmtvannstanker er ikke forberedt til å styres, verken ved hjelp av smarthus løsninger eller aggregatorer. Styrbare varmtvannstanker har kommet på markedet i år, og en økt utbredelse av styrbare tanker øker muligheten for å ta i bruk den fleksibiliteten de representerer. Styrbare varmtvannstanker koster per nå 3000 – 5000 kroner mer enn en tank uten styring. For å kunne utnytte fleksibiliteten i en smart varmtvannstank fullt ut, må den kunne kobles opp mot smarthus teknologi og aggregatorer. Standard kommunikasjonsprotokoller er da avgjørende.

Varmtvannstanker står for ca. 4 prosent av energibruken i næringsbygg (NVE, 2016) og 13 prosent i husholdninger (NVE, 2022)



**Ventilasjon og kjøling** er i tillegg til oppvarming de mest aktuelle kildene for fleksibilitet i næringsbygg. På samme måte som for oppvarming og varmtvann, er ventilasjon og kjøling trege laster. Det vil si at effekten av utkoblingen ikke merkes før etter en viss tid. Statnett sitt iFleks-prosjekt (Statnett, 2022) har vist at det er mulig å sende signaler om utkobling direkte til de sentrale driftsanleggene i byggene. En annen løsning som ble testet ut i det samme prosjektet er prisvoktere som kobler ut anlegg når prisen går over et gitt nivå. Her var det mulig å koble ut ventilasjonen i inntil 4 timer. Rapporten oppgir ikke hvor mye en slik utkobling påvirket inneklimate i bygget.

Ventilasjon og kjøling utgjør under 15 prosent av energibruken i næringsbygg (NVE, 2016) og er ikke inkludert i statistikken for husholdninger.

Det meste av **elbilladingen** skjer hjemme eller på jobb. Personbiler står parkert i flere timer per dag enn det som skal til for å fylle opp batteriet for å dekke normal kjøring. En gjennomsnittlig daglig kjørelengde for en bil er 40 km, noe som tilsvarer et energibehov på 6 kWh per dag. Det er dermed fleksibilitet knyttet til både når og hvor raskt man må lade elbilen. De fleste batterier i nye elbiler har kapasitet på minst 50 kWh, noe som øker fleksibiliteten ved at batteriet ikke må fylles opp hver dag. Ved å lade i 4-5 timer på 1,5 kW dekkes en normal daglig kjørelengde på 40 km. Mange private ladebokser har ladekapasitet på mellom 7,5 og 22 kW lading. Med høy ladeeffekt blir det viktig å unngå at lading av elbiler kommer i systemets toppplasttimer.

Installerte ladebokser har funksjonalitet som gjør at lading kan styres til bestemte tidspunkt. Noen kan også styres på signal, f.eks. basert på priser, og de mest avanserte kan også optimalisere elbillading opp mot annet forbruk i boligen/bygget. Særlig i borettslag er det vanlig med styring av ladeeffekten på tvers av ladere, enten for å utnytte tilgjengelig kapasitet i eksisterende elektrisk anlegg (dvs. unngå investeringer til oppgraderinger) eller for å unngå unødvendig høy nettleie pga. høy samtidig bruk av ladere.

Strømforbrukere er en svært inhomogen gruppe og det er vanskelig å forutsi hva som skal til for å utløse fleksibilitet for ulike grupper. Kort sagt mangler man en god forståelse av sluttkunderenes prisfølsomhet, dvs. hva man må spare eller tjene for at det er greit å tilpasse sitt forbruksmønster og hva som er de viktigste grunnene til at privatpersoner velger å gjøre tilpasninger.

Flytting av tidspunkt for lading av elbil er mulig, så lenge bilen er fulladet til den skal brukes neste gang. Dersom leveranser av fleksibilitet går utover komfort eller at man må tilpasse handlingsmønster i hverdagen, vil det være krevende å få folk med på.

Forutsetninger for at husholdninger og næringsbygg kan respondere på prissignaler:

- Energiinfrastruktur i bygget: alternativ energikilde, pipe, vannbåret varmesystem osv.
- Prissignaler; energi, effekt og nettinvesteringer (anleggsbidrag)
- Forståelse for hva som er lurt å gjøre, hva det koster og hvor mye man kan spare
- Automatisering: prognoser for energibruk, data, analyser og styring
- Enkel tilgang på relevante data både i sanntid og tidsserier (forbruksdata, spotpriser osv.)

Bruk av fleksibilitet fra husholdninger eller næringsbygg i balansemarkedene eller andre former for eksplisitt fleksibilitet er lite relevant uten aggregering.

## Utviklingstrekk bygg

### Energieffektivisering

Strømforbruket i husholdninger og næringsbygg er i dag rundt 84 TWh, hvorav 66 TWh er strøm (NVE, 2022). På grunn av energieffektivisering, en økende andel plusskunder og strengere energikrav (isolasjon osv.) er det sannsynlig at energiforbruket i bygg skal gå ned de neste 30 årene, til tross for et forventet forbruk til elbillading på minst 5 TWh i 2050.

THEMA har gjort en analyse på vegne av Interessegruppen for energieffektivisering som så på potensialet for energieffektivisering og hvordan det kan utløses. Analysen viste at dersom Norge dobler sine ambisjoner for energieffektivisering i bygg vil det tilsvare en besparelse på mellom 8 og 13 TWh innen 2030.

Energieffektivisering kan skje på tre måter:

- *Isolasjonsgrad, kvalitet på vinduer* osv. som handler om selve bygningskroppen. Energitravene i byggt teknisk forskrift stiller strenge krav på disse områdene. Det vil si at alle bygg som bygges framover vil være svært energieffektive. Også eksisterende bygg blir gradvis mer energieffektive, ved utskifting av vinduer, økt isolasjon på loft og når man likevel skal bytte kledning på et hus. Energieffektivisering i eksisterende bygningsmasse skjer svært sakte og er kostbare å framskynde.
- *Installasjon av mer effektive energikilder* som varmpumper og nye, rentbrennende vedovner som gir mer varme med samme mengde energi inn. Dette er tiltak som kan installeres rask og uten store investeringer.
- *Energioptimalisering og -styring* hindrer unødvendig bruk av energi, f.eks. ved at man enkelt kan slå av varme i rom som ikke er i bruk, skru ned temperaturen når man ikke er hjemme osv.

Mer effektive energikilder og energistyring kan gi størst besparelse på kort tid siden de også kan installeres i eksisterende bygningsmasse. Tiltak i eksisterende bygningsmasse er viktig, siden eksisterende bygg fortsatt utgjør en stor andel av bygningsmassen som er i bruk i 2050. Alle tre formene er aktuelle for nye bygg, og bidrar til at energibruken i bygg vil reduseres over de neste 30 årene.

### Energifleksibilitet i bygg

Hvor fleksibel strømbruken i bygg er, avhenger av to forhold:

- Hvilke *fysiske energiløsninger* som finnes i bygget: for å bytte fra elektrisk til annen oppvarming, må det finnes enten f.eks. pipe og vedovn eller vannbåret energisystem med flere oppvarmingskilder, noe som er relativt vanlig i næringsbygg.
- *Styringssystemer* som kan bytte energikilde, flytte forbruk til tidspunkt med lavere priser eller gjøre det mulig å delta i energimarkeder gjennom aggregatorer.

Energitravene i byggt teknisk forskrift stiller krav til energibruken per m<sup>2</sup> i bygg, men påvirker også energifleksibiliteten gjennom å stille krav til pipe i småhus og energifleksible løsninger som vannbåret varmesystem i større bygg. Disse kravene gjelder kun for nye bygg og for bygg som gjennomgår store rehabiliteringer. Endring av grunnleggende infrastruktur i eksisterende bygg er svært kostbart.

## Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Det finnes ulike typer styringssystemer for energibruk:

- Styring og optimalisering på tvers av apparater basert på priser og sanntidsdata om eget forbruk
  - Sentrale driftsanlegg er standard i næringsbygg og styrer all oppvarming, kjøling, ventilasjon og andre elektriske installasjoner
  - Smarthusløsninger til boliger: Normal kostnad for slike løsninger er 6000 – 30 000 kroner. Enova støtter slike anlegg med inntil 5000 kroner og maks 35 prosent av kostnaden.
- Styring av enkeltlaste basert på eksterne priser: smarte varmtvannstanker, styring av oppvarming og elbillading for å redusere kostnaden. Smarte varmtvannstanker kom på markedet i 2022 og koster 3000 – 5000 kroner (pluss installasjon) mer enn en vanlig varmtvannstank. Enova støtter kjøp av smarte varmtvannstanker med inntil 5000 kroner og maks 35 prosent av kostnaden.
- Enkel tidsstyring basert på historiske data: f.eks. nattlading av elbiler

### Lading av elbiler

Elektriske personbiler lades i stor grad i hjemmet. Utviklingen i antall elbiler vil derfor påvirke energibruken i bygg.

Ved utgangen av 2021 var det i overkant av 460 000 elbiler på veiene i Norge, en økning på 36 prosent fra 2020 (SSB, 2022). Gjennomsnittlig kjørelengde for en elbil er ca. 12 200 km, og antatt energibruk per mil er 1,5 kWh (Energi Norge, 2020). Det gir en total energibruk for elbiler på i underkant av 850 GWh i 2021.

Nasjonal Transportplan har som målsetning at alle nye personbiler som selges skal være nullutslipp fra 2025. Dersom dette målet nås vil ca. halvparten av alle norske personbiler være nullutslipp i 2030 (Klima og Miljødepartementet, 2021). Gitt en utbyttingstakt på rundt 10 år vil nesten alle personbiler være nullutslipp allerede i 2040, de aller fleste elbiler. Strømforbruket for elbiler antas å ligge på 5-7 TWh i 2050, avhengig av hvordan bilbruken generelt utvikler seg.

### Energilager i bygg

Med en økende mengde solceller installert i bygg, vil interessen for batterier til å utnytte egenprodusert energi øke. Dermed vil trolig andelen batterier installert bak måler øke i takt med produksjon fra solceller.

Som beskrevet er det også mulig å lagre energi fra solfangere (varmebasert solenergi) og annen overskuddsvarme på sommeren i termiske lager i bakken til bruk til (vannbåret) oppvarming på vinteren. Flere slike anlegg er under uttesting, støttet av Enova. Dersom det er mulig å få lønnsomhet i slike løsninger, kan det bidra til å redusere energibehovet til oppvarming på vinteren utover det som kan oppnås med mer energieffektive bygg.

Med en stor elbilpark, vil det også være mange batterier som potensielt også kan brukes til fleksibilitet i bygg ved å levere strøm ut fra batteriet for å jevne ut forbruket i bygget eller som forsyning ved strømbrydd. Det er få elbiler som har denne funksjonen (vehicle to grid, V2G) i dag, med dersom en slik funksjon får en stor verdi for kunden og for samfunnet i framtiden, kan det være et potensiale for å ta slike løsninger i bruk.

## VEDLEGG 8: AGGREGERT FLEKSIBILITET

### Aggregert fleksibilitet i bruk i dag

Aggregatorer i markedet tilbyr ofte kombinerte løsninger der de hjelper næringsbygg, industri, produksjon og batterier både til å optimalisere sin energibruk basert på priser (implisitt fleksibilitet) og til å delta i ulike markeder der man gjerne må by inn i markeder og/eller aktiveres på signal (eksplisitt fleksibilitet), ikke basert på priser. Det er den siste typen fleksibilitet vi har i fokus her.

Aggregert fleksibilitet i fleksibilitetsmarkeder er relativt nytt og er fortsatt umodent. Gjennom mange ulike pilotprosjekter, både i regi av Statnett og nettselskapene, har aggregert fleksibilitet blitt testet ut i samarbeid med tilbyderne. Deltakerne i slike piloter har blitt aktive i Statnett sine markeder etter pilotene.

Særlig viktig har aggregert fleksibilitet vært for balanseproduktet FFR (Fast Frequency Reserve) som ble startet opp i 2022 (etter et demonstrasjonsprosjekt i 2021). Statnett har inngått avtaler på 150 MW med industri, datasenter og aggregert fleksibilitet. Vannkraften som står for mye av fleksibiliteten i dagens kraftsystem oppfyller ikke kravene for å levere på dette produktet, så det har vært svært viktig å få inn nye aktører for å dekke dette behovet. Med dagens priser i FFR-markedet er det lønnsomt å delta med aggregert fleksibilitet til stross for en instrumenteringskostnad på rundt 100.000 kroner for å bli i stand til å delta i markedet (Victoria Fearnley Landmark, 2022).

I følge Enfo (Victoria Fearnley Landmark, 2022) som leverer teknologi til en stor andel av norske aggregatorer, er også det nest raskeste balanseproduktet, FCR (Fast Containment Reserve), svært aktuelt på sikt for aggregerte ressurser, fordi man kan måle frekvensen sentralt og benytte en aggregert portefølje til å levere på ulike frekvensnivå. Enfo har per nå en kapasitet på ca. 300 MW i sin portefølje i Norden. En annen årsak til at ikke all fleksibiliteten er tilgjengelige i markedet er begrensninger i hvordan bud kan utformes til Statnett sitt regulerkraftmarked: minst 5/10MW per stasjonsgruppe per balanseansvarlig. Siden ikke all fleksibilitet er tilgjengelig til enhver tid, er tilgjengelige fleksibilitetsressurs i en tilfeldig time betydelig lavere enn dette. Ressurser som inngår i deres aggregerte portefølje er både industri, varme/kjøling/ventilasjon i store bygg, batterier og produksjon (vindkraft).

En stor fordel med FFR og FCR er at det er så lite energi involvert (dvs. svært raske ut/innkoblinger med høy effekt). Dermed kan man bruke batterier i porteføljen til både peak shaving og delta i enten FFR eller FCR i tillegg. Dette øker lønnsomheten på fleksibiliteten som er installert.

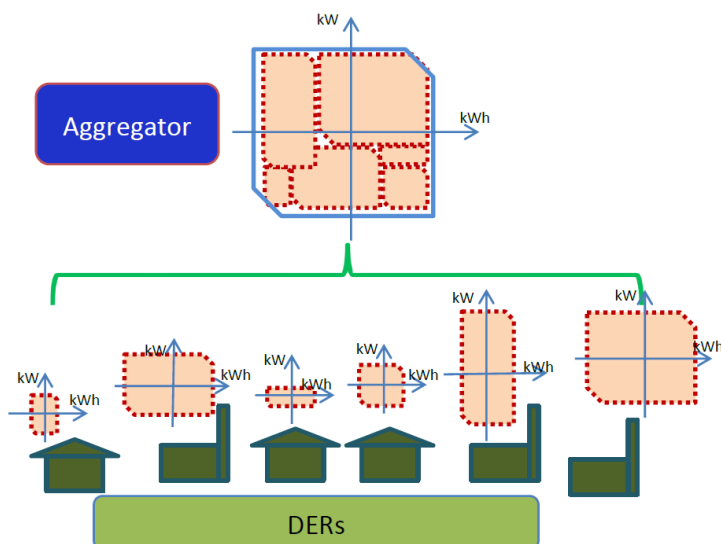
### Fleksibilitetsegenskaper

De fleste brukere av strøm, husholdninger, servicebygg og næring/industri, har begrenset fokus på og kunnskap om eget energiforbruk og hvilke muligheter de har til å støtte utfordringer i kraftsystemet gjennom å tilby fleksibilitet. For å delta i Statnett sine balansemarkeder stilles det også krav til minimumsstørrelse på bud (1 eller 10 MW), hvor raskt man skal reagere og hvilke lasten må være tilgjengelig for utkobling. Alle disse kravene kan være krevende å oppfylle for små aktører enkeltvis. Her kommer aggregatorene inn. Ved å «stable» fleksibilitetsressurser fra mange aktører på ulike måter, kan en portefølje av kunder oppfylle kravene samlet sett. En aggregator kan også samle sammen en portefølje med ulike typer forbruk, produksjon og batterier, og dermed levere på mange ulike typer egenskaper. For noen balanseprodukter kreves det at man kan regulere både opp og ned (dvs.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

både slå på og av forbruk/produksjon), noe en aggregert portefølje kan levere på samlet, selv om de enkelte apparatene hver for seg kun kan reguleres opp eller ned.

Figur 33: Hvordan flere forbrukere samlet kan dekke etterspørsel etter fleksibilitet



Kilde: iPower (2013b)

Tabell xi: Egenskaper for aggregerte laster

	Egenskap	Beskrivelse
Tidsaspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Kun en andel av tilgjengelige ressurser vil være tilgjengelig til enhver tid. En aggregator må ha prognoser for summen av alle ressurser og ha oversikt over hva som er tilgjengelig for ut/ innkobling over tid.
	Responstid	Alle ressurser som deltar i en portefølje aktiveres samlet fra et sted, dermed skjer aktiveringen raskt og raskt nok for de fleste behov.  Det raskeste balanseproduktet, FFR, aktiveres desentralt.
	Hypighet	Ved mange nok laster aggregert kan utkoblingene fordeles mellom lastene.
Volum	Effekt	Vil være avhengig av antall, størrelse og egenskapene på lastene som aggregeres. Med mange/store laster vil mye effekt kunne leveres og dekke det etterspurte behovet i volum (MW) og tid (MWh) (se Figur 12).
	Varighet	

<i>Hva driver kostnaden for fleksibilitet?</i>	Instrumentering og integrasjon av nye enheter (forbruk, produksjon og batteri)
<i>Hvor er lasten plassert?</i>	Distribuert. Tilstrekkelig oversikt over lokalisering kan noen ganger være en utfordring.
<i>Forutsetninger for å levere</i>	Modning av markedet og hele verdikjeden, god tilgang på deltakere og et prisnivå som gjør det interessant å delta

## Forutsetninger for å levere fleksibilitet

Aggregering av fleksibilitet er under utvikling, og det er flere forhold som har betydning for mulighetene aggregatorer har til å levere fleksibilitet i ulike markeder:

- En teknisk verdikjede der det er installert styringssystemer ute hos hver enkelt leverandør av fleksibilitet. Instrumenteringen for en stor kunde koster i størrelsesorden 100.000 kroner (enklere løsninger nødvendig for husholdninger).
- Aggregert fleksibilitet oppfyller de tekniske kravene til fleksibiliteten som skal leveres
- Videre er det et krav å kunne oppgi hvor en fleksibilitetsressurs som inngår i et aggregert bud er lokalisert. Dette er blant annet for å unngå at ressursen som blir aktivert ligger bak en flaskehals eller på et sted der det kan skape nye problemer dersom man slår av/på forbruk eller produksjon.
- Aggregatorene må ha et tilstrekkelig volum av fleksibilitet tilgjengelig for å oppfylle krav til budstørrelse. Krav til minste budstørrelse kan ikke være for stort i en oppbyggingsfase, særlig når det også er krav til lokalisering. Statnett har for eksempel redusert krav til minste budstørrelse fra 10 til 1 MW i Osloregionen for å få inn mer fleksibilitet i et område uten vannkraftressurser.
- Tilstrekkelig høye priser i markedet til at aggregert fleksibilitet er lønnsomt, det er mest sannsynlig for produkter eller geografier der (billig) fleksibilitet fra vannkraft ikke er tilgjengelig. Aggregering av ressurser hos mange små aktører, krever mye administrasjon og installasjoner, noe som er kostnadsdrivende. Aggregert fleksibilitet kan dermed være avhengig av høyere priser i markedene enn de store industriaktørene og produksjon.
- Flere markeder vil redusere risikoen for markedsdeltakerne. Aggregert fleksibilitet testes også ut i lokale fleksibilitetsmarkeder der nettselskapene handler fleksibilitet for å håndtere kapasitetsutfordringer. Et godt samspill mellom ulike typer fleksibilitetsmarkeder vil være positivt for utviklingen av volum av aggregert fleksibilitet.
- Uavhengig aggregator uten balanseansvar vil gjøre det enklere å inkludere flere og mindre laster. Per i dag er balanseansvar en forutsetning for å delta i balansemarkedene for å unngå ubalanser som ingen har ansvar for.
- Skalerbarhet og standardisering er viktig for å øke volumet i aggregert fleksibilitet. Her er det en utfordring for aggregatorene i dag at Statnett krever at hver enkelt enhet som deltar i et aggregert bud skal prekvalifiseres. En typegodkjennelse av ulike typer laster vil gjøre det enklere og mindre kostbart å få inn større volumer i aggregert fleksibilitet

## Utviklingstrekk aggregert forbruk

På grunn av en økende andel uregulert kraftproduksjon i hele Europa er det økt fokus på fleksibilitet som løsning. I EU pågår det en utvikling av rammeverk for bruk av fleksibilitet fra forbruk generelt og aggregert fleksibilitet spesielt. I den pågående utviklingen av såkalte nettkoder skal ACER kategorisere ulike modeller for aggregert fleksibilitet og sette noen rammer for hvordan hver modell bør utformes. I denne prosessen skal ACER også foreslå en mulig harmonisering av bruk av aggregert fleksibilitet på tvers av medlemsland. Arbeidet fokuserer på aggregert fleksibilitet til frekvensbalansering og til å løse nettoutfordringer.

I Norge jobber både Statnett og nettselskapene med piloter for å utvikle bruken av aggregert fleksibilitet til å håndtere frekvensbalanseringen, flaskehalser og spenningsutfordringer i nettet. Enova har støttet en rekke pilotprosjekter for å teste ut fleksibilitet og batterier som løsning og for å bidra til å utvikle verdikjedene. I Enovas portefølje er målet å få inn 47 MW fleksibilitet, der status per november 2021 var 65 prosent av dette. Prosjektene vil fortsette også inn i 2023. I pilotprosjektet NorFlex (NorFlex, 2022) der flere nettselskaper samarbeider med Statnett, markedsplassen NODES og flere aggregatorer (strømleverandører) om å teste ut fleksibilitetsmarkeder for å løse utfordringer i driften av strømmettet, har man til nå lyktes med å aktivere 8 MW i en time. De viktigste tilbudene inn i disse prosjektene har vært store bygg, elbillading (gjennom aggregatoren Tibber) og kommunale bygg. Kommunale bygg er ekstra interessante fordi strømforbruket i en hel portefølje av bygg allerede kan styres gjennom eksisterende styringssystem (fjernstyring av SD-anlegg i byggene). I NorFlex-prosjektet har man funnet 2-3 MW fleksibilitet i kommunale bygg i en kommune. Store volum med eksisterende styring som kan håndteres samlet er alltid mest interessant fordi kostnadene ved å ta fleksibiliteten i bruk da blir små.

Statnett har over flere år testet ut løsninger med aggregert fleksibilitet gjennom en rekke pilotprosjekter, noe som også har bidratt til å øke volumet av aggregert fleksibilitet i balansemarkedene. Behovet for raske reserver øker med andelen uregulert produksjon i systemet, og Statnett har måtte både endre produktene og øke volumet de kjøper av raske reserver. Aggregert fleksibilitet (og forbruk for øvrig) er godt egnet til å løse disse utfordringene og de kan oppnå i markedene prisene er høye. Enfo (Victoria Fearnley Landmark, 2022) rapporterer om stor interesse fra både forbrukere, produsenter og eiere av batterier om å komme inn i aggregerte porteføljer. Volumet av aggregert fleksibilitet er dermed i sterk vekst i disse markedene.

Hvilke behov de regionale og lokale nettselskapene vil ha for å kjøpe aggregert fleksibilitet i framtiden er derimot usikkert. Det er et økt behov for nettkapasitet de fleste stedene i landet, særlig på høye spenningsnivå (regionalt distribusjonsnett). Foreløpig er det særskilte avtaler der kunder kan kobles til nettet i dag, men med en avtale om å at de blir koblet ut ved feil eller utfordringer i nettet som er mest aktuelt. En økning i bruken av aggregert fleksibilitet fra nettselskapenes side kombinert med ordninger for koordinering med Statnett og energimarkedene, vil bidra til økte volumer i aggregert fleksibilitet. Britiske nettselskaper er i ferd med å bygge opp fleksibilitet som en løsning på økt etterspørsel etter kapasitet fra elbiler og konvertering fra gass til elektrisk oppvarming. Dette har ført til at Storbritannia har det mest modne markedet for distribuert fleksibilitet til nettførmål i Europa.

Per i dag er det hovedsakelig industri, næring og batterier som inngår i aggregert fleksibilitet. En økt utbredelse av smarthusteknologi kan bidra til at også laster i husholdningene kan inngå i løsningene. For at det skal være mulig, er det viktig at smarthusløsningen bruker standard kommunikasjonsprotokoller slik at det kan integreres med aggregatorenes styringssystemer. Enova har derfor bruk av åpne kommunikasjonsstandarder som krav for investeringsstøtte til slike løsninger.

## VEDLEGG 9: FLEKSIBILITET FRA LAGER

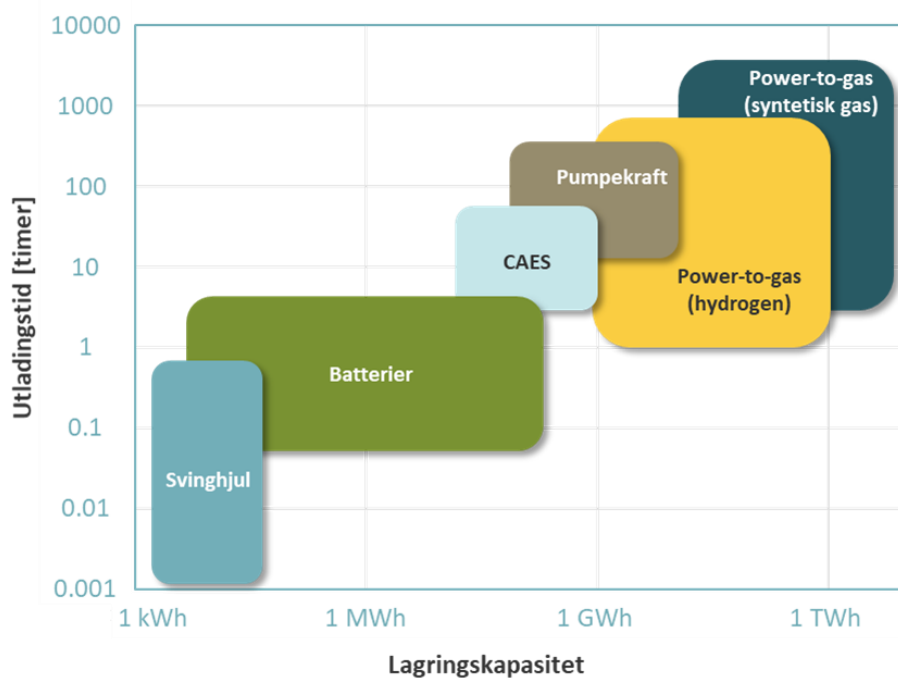
### Fleksibilitet fra lager kan oppfylle ulike behov for fleksibilitet i systemet

Ulike lagringsteknologier har ulike egenskaper, noe som bestemmer hvilke teknologier som er egnet til å løse ulike typer utfordringer;

- Noen er egnet til å lagre små mengder energi over kort tid (innenfor et døgn), andre store volumer over lang tid (måneder)
- Noen kan lade/levere mye effekt/energi på kort tid, mens andre er egnet for å levere energi sakte over tid
- Noen kan levere fleksibilitet «begge veier» ved at de både kan bruke og produsere strøm, andre konverterer strøm til en annen energibærer (f.eks. H<sub>2</sub>P)

Figuren under viser en oversikt over hva som er egnet lagringstid for de ulike lagringsteknologiene og hvilke energivolumer de kan lagre.

Figur 34: Oversikt over lagringstid og typisk lagringskapasitet for de ulike teknologiene



### Leveranser av fleksibilitet fra lager i dag

**Pumpekraft** er en viktig kilde til fleksibilitet i dagens kraftsystem. Det finnes i hovedsak to forskjellige typer anlegg som kan levere fleksibilitet på forskjellige måter. Pumpekraftverk kan pumpe vann fra et lavere magasin til et høyereliggende magasin. I tillegg kan disse enhetene også produsere når prisene er høye og systemet ellers er i underskudd. I motsetning til pumpekraft i andre land (f.eks. Tyskland og Østerrike) som er bygd for å balansere over noen få timer, er norske pumpekraftverk bygd for å balansere mellom



Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

sesonger (Pitorac, Vereide, & Lia, 2020). Bortsett fra pumpekraftverk finnes det også noen rene pumpeanlegg uten turbiner som ikke kan produsere kraft om det er behov for det. Disse anleggene hjelper likevel for å øke fleksibiliteten i kraftsystemet og bidrar til en bedre utnyttelse av tilsigene i noen vassdrag.

Av dagens vannkraftverk i Norge, definerer NVE ni anlegg som pumpekraftverk. Disse har en maksimal ytelse på 1,34 GW og produserer 2,25 TWh i et normalår (NVE, 2022). Samlet effekt for 31 rene pumpeanlegg ved anleggene er på 95 MW og forbruket er på 162 GWh i et normalår (NVE, 2022).

## Egenskaper ved fleksibilitet fra ulike lagringstyper

### Batterier og hydrogen

**Li-ion Batterier** egner seg godt til å lagre mindre mengder energi i korte perioder, f.eks. innenfor et døgn. I tillegg har de rask respons og er spesielt godt egnet til å levere raske balansetjenestene (f.eks. FCR). En fordel med batterier er at de kan både lagre strøm (lade) og tappe strøm. Dermed kan de f.eks. redusere kortvarige toppeffekter fra både forbruk og produksjon. Li-ion batterisystemer er svært modulært. Systemstørrelse kan variere fra noen få kW, f.eks. til bruk i husholdninger for å redusere effekttopper, utnytte lokale prissignaler eller maksimere egenforbruk av egenprodusert solenergi, til å løse nettutfordringer (spenningsutfordringer og kortvarige kapasitetsutfordringer), storskala energi-arbitrasje eller utjevne produksjonsprofiler av sol og vindkraftverk.

Det finnes eksempler der Li-ion leverer både energi, effekt og støtte til frekvenshåndtering i ganske stor skala:

Hornsedale Power Reserve prosjektet i Australia har fått mye oppmerksomhet. I 2017 ble et gigantisk batterisystem på 100 MW/129 MWh installert for å støtte det australske kraftsystemet. 70 MW av dette er reservert til systemtjenester på kontrakter for myndighetene. 30 MW bys inn i det generelle balansemarkedet. Ved introduksjon av batteriet i dette markedet, ble prisene redusert med over 90 prosent, fra 470 til 40 USD/MWh. Batterier har dermed en betydelig lavere kostnad enn andre alternativer for å stabilisere frekvensen i systemet.

Et annet eksempel på et storskala batteri er et 40MW/40 MWh batteri som ble installert allerede i 2016 i nord-øst Japan. Anlegget brukes for å jevne ut væravhengig produksjon fra vind og sol og dermed avlaste strømmettet og øke tilkoblingskapasiteten.

**Flytbatteriet** er en elektrokjemisk celle som lagrer energi i kjemiske komponenter som er løst opp i flytende elektrolytter. I motsetning til f.eks. Li-ion batterier der energi og effektkapasiteten i stor grad er gitt av antall battericeller, er mengden energi og effekt som kan lagres fra et flytbatteri uavhengig av hverandre. Mengden energi som kan leveres fra et flytbatteri avhenger kun av volum av flytende elektrolytter. Energi- og effektkapasiteten kan dermed tilpasses til behovet flytbatteriet skal dekke.

Flytbatterier har lavere energitetthet enn Li-ion batterier og samme energimengde vil dermed kreve mer plass. Kostnaden er imidlertid lavere enn for Li-ion batterier og levetiden er svært lang. Flytbatterier kan dermed konkurrere med Li-ion batterier i storskala applikasjoner der plass ikke er en utfordring og energibehovet er stort. Til å løse energi- og til dels effektutfordringer kan dermed flytbatterier egne seg bedre enn Li-ion batterier.

**Hydrogen** som kilde til fleksibilitet har noen av de samme egenskapene som magasiner til vannkraft, det egner seg til å lagre store mengder energi over lang tid (uker og måneder). Hvor mye energi og hvor lenge avhenger av størrelsen på hydrogenlageret. For at

hydrogen skal være kostnadseffektivt, er man avhengig av å bruke naturlige lager i naturlig geologiske strukturer, for eksempel saltgrotter.

For å bruke hydrogen som mellomlager for strøm, må hydrogen produseres gjennom elektrolyse med strøm som innsatsfaktor, lagres og så konverteres tilbake til strøm. Elektrolyse og dens fleksibilitetsegenskaper er allerede beskrevet i vedlegg 4. For rekonvertering til elektrisk strøm fins to hovedteknologier: brenselceller og gassturbiner tilsvarende dagens gasskraftverk men tilpasset til bruk av hydrogen (H<sub>2</sub>-ready)<sup>10</sup>. Brenselceller pleier å være mer effektiv, med effektiviteter på rundt 60 prosent (opptil 80 prosent hvis spillvarmen blir utnyttet), siden de konverterer den kjemiske energien i gassen direkte til elektrisk energi uten omvei via mekanisk energi som i et gasskraftverk (~35 prosent effektivitet i open cycle gass turbiner - OCGT). I moderne gasskraftverk, som også utnytter spillvarmen av prosessen, er effektivitet opptil 65 prosent mulig (combined cycle gass turbiner - CCGT). Brenselceller er modulær, med og kan skaleres opp med moduler på noen få kW, mens gassturbiner har en kapasitet på noen hundre kW kapasitet. Gasskraftverk er per i dag billigere for storskala applikasjoner enn brenselceller, selv de som er tilpasset bruk av hydrogen som brensel. Responstider på brenselceller er avhengig av type og størrelse, men kan være i størrelsesorden på 20 prosent per min som er i samme størrelsesorden som gassturbiner (~10 prosent per min for CCGT, ~15 prosent per min for OCGT).

En mulig fordel for SOEC brenselceller i tillegg til den høye effektiviteten, er at de i prinsippet kan kjøres i revers som brenselcelle. Dette åpner for muligheter for å bruke den i power-to-gas-to-power prosessen, med tilkoblet lager for hydrogen. I hvorvidt dette er en løsning som er bedre enn en kombinasjon med en vanlig brenselcelle eller gassturbin må fremtiden vise.

***Produksjon av hydrogen som lagres for produksjon av strøm på et senere tidspunkt (P2G2P) har en svært lav energieffektivitet på ca. 30 prosent. Hydrogen er dermed egnet for å lagre energi i perioder med god tilgang på strøm og lave priser og brukes som energikilde i transport (se kap 4). Tabell xii: Egenskaper for fleksibilitet i kjemiske lagringsteknologier***

	Egenskap	Batterier	Hydrogen P2G2P
Tids- aspekter	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Høy: installert for fleksibilitetsformål, men må ha riktig nivå på oppladingen av batteriet	Høy
	Responstid	Svært rask, noe variasjon mellom ulike typer batterier	P2G: Elektrolyser: 20-100% / sek (se vedlegg 4) G2P: Brenselcelle: opptil 20%/min

<sup>10</sup> I Tyskland f. eks. ble det spådd at det trengs flere nye H<sub>2</sub>-klare gasskraftverk for å dekke kraft- og fleksibilitetsbehovet i en overgangsperiode. Med den nåværende gasskrisen er denne utviklingen langt mer usikker.

Hvordan balansere kraftsystemet fram mot 2050?

			Gassturbin: ~10% / min (CCGT), ~15% (OCGT)
	Hyppighet	Begrenset av batteristørrelse, kan skaleres opp	Avhengig av størrelse på lager
Volum	Effekt	Veldig modulært, moduler på noen få kW som kan «stackes» og varierer mellom ulike typer batterier. Opptil >100 MW	Elektrolyser: Moduler på 1 MW (10 MW i 2030) Brenselcelle: Veldig modulært, moduler på noen få kW Gassturbin: ca. 400 MW
	Varighet	Avhengig av størrelsen på batteriet. Modulært.	Avhengig av størrelse på lager
Hvor er lageret plassert?		Kan plasseres der det gir størst nytte	Ved naturlige lager, f.eks. Danmark, Tyskland, Frankrike og Nordsjøen Småskala ståltanker: fleksibel plassering
Hva driver kostnaden for fleksibilitet?		Høy ved høy lagringskapasitet Investeringskostnad, brukstid, energitap, kort levetid	Kostnad til elektrolyser, lager, brenselcelle/gasturbin. Energieffektivitet på kun 35 % i hele kjeden
Forutsetninger for å levere		Lønnsomhet Batteriet er tomt/fullt på ønsket tidspunkt	Tilgang på store naturlige lager Utvikling/modning av H2-turbiner Lager i Nordsjøen krever offshore produksjon og tilgang på elektrolysører som kan operere offshore

Kilde: (Entso-E og Frontier Economics, 2022)



### *Mekaniske lager*

*Pumpekraft* er et vannkraftverk som ved hjelp av elektromotorer pumper vann tilbake i magasinene. Pumping tilbake til magasinet krever litt mer energi enn vannet produserer i kraftverket slik at prisdifferansen må dekke dette tapet for at det skal lønne seg. Det er 11 pumpekraftverk i Norge. Hovedformålet med de norske pumpekraftverkene sesonglagring av energi fra sommer til vinter og til utnyttelse av store nedbørmengder. Norske pumpekraftverk er ikke designet for rask respons og tekniske restriksjoner og kostnader hindrer kortsiktig fleksibilitet. Den samlede pumpekapasiteten er kun 1 GW og den samlede produksjonskapasiteten i tilknyttede verk 1,5 GW.

I resten av verden, med mange sent regulerbare termiske kraftverk, benyttes pumpekraftverkene i hovedsak til døgnregulering – vannet pumpes opp om natten mens det om dagen produserer strøm.

For at det skal være lønnsomt å investere i nye pumpekraft, må prisforskjellene både være store nok, vare lenge nok om gangen og inntreffe hyppig nok til at pumpekraftverket får høy nok brukstid. Ifølge Sintef kan pumpekraft bygges med høy fleksibilitet og levere utslippsfrie og hurtige reserver, dvs. de kan også få inntekter fra leveranse av systemtjenester. Et godt designet pumpekraftanlegg basert på ny teknologi kan ha en netto virkningsgrad rundt 85 prosent. Wikipedia oppgir energitap i pumpekraftverk til ca. 20 prosent. Vi kjenner ikke til virkningsgraden i de norske pumpekraftverkene.

*Svinghjul* er masse som roterer med høy fart og som dermed er et lager av mekanisk energi. Denne teknologien kan levere høy effekt raskt og blir dermed brukt til frekvensstabilitet. I Pennsylvania i USA er det installert et 20 MW svinghjul til dette formålet. Svinghjul er ikke egnet til å levere mye energi, men nevnes ofte som et alternativ til batteri for bruk over noen få timer, men er likevel ikke ofte brukt til denne typen av fleksibilitet, siden svinghjul ikke er modulære og høy energikapasitet krever store roterende masser.

*CAES – compressed air energy storage* – er energi lagret som komprimert luft eller gass. Man bruker strøm til komprimering og pumping inn i store, naturlige grotter på land eller under havet (saltgrotter, fjellgrotter, tomme olje-/gassfelt). Når gassen slippes ut, kan den drive en turbin for å produsere strøm. Dette er en storskala løsning der turbinene gjerne er på flere hundre MW. På grunn av lav energitetthet i komprimert gass, kreves svært store grotter til lagring for å kunne ta denne løsningen i bruk.

CAES blir ofte sett på som et alternativ til pumpekraft der man har tilgang til naturlige grotter, men ikke høydeforskjeller i vann som er en forutsetning for pumpekraft. Det første CAES anlegget ble etablert for flere tiår siden, og har blitt brukt som både «varm» spinning reserve og utjevning av produksjon fra vindkraft. Bruken i Norge vil trolig bli begrenset, både på grunn av at mulighetene for pumpekraft er større og av mangel på naturlige grottelager. Det finnes muligheter for å lagre komprimert gass i Nordsjøen, men det kan bli krevende å sette opp et kraftverk for å hente ut energien.

### ***Tabell xiii: Egenskaper for fleksibilitet i fysiske lagringsteknologier***

	Egenskap	Pumpekraft	Svinghjul	CAES: Lager av komprimert luft
<i>Tids- aspekter</i>	Tilgjengelighet og forutsigbarhet	Kan være høy, avhenger av formålet verket er etablert for	Høy, er etablert for å levere fleksibilitet	Høy, er etablert for å levere fleksibilitet
	Responstid	Kan være høy	Svært rask, millisekunder	Avhengig av responstid på turbin, ca. 30 sekunder
	Hypighet	Usikkert	Svært ofte	Avhengig av størrelse på lager
<i>Volum</i>	Effekt	Energi og effekt	Typisk noen få kW, men opptil ~20 MW mulig	Opptil 290 MW (større anlegg under utvikling)
	Varighet		Svært begrenset: Oftest brukt i millisekunder til minutter	Avhengig av størrelse på lager
<i>Hvor er lasten plassert?</i>		I Norge i tilknytning til magasinkraftverk	Lokalt, der det kreves beskyttelse mot kortvarige strømprubd	Ved naturlige lager eller tanker
<i>Hva driver kostnaden for fleksibilitet?</i>		Energibruk ved pumping, prisvariasjon	Kreves roterende masser som er mekanisk harde og vakuum for å redusere energitap	Energieffektivitet på ca. 50 % Lagertanker og turbin

## Forutsetninger for å levere

For disse lagringsteknologiene er den viktigste forutsetningen for bruk at man har fysiske muligheter for installasjon (pumpekraft og CAES) og at den faktisk blir installert til fleksibilitetsformål. Det siste punktet krever lønnsomhet for investeringer og en håndterbar inntektsrisiko.

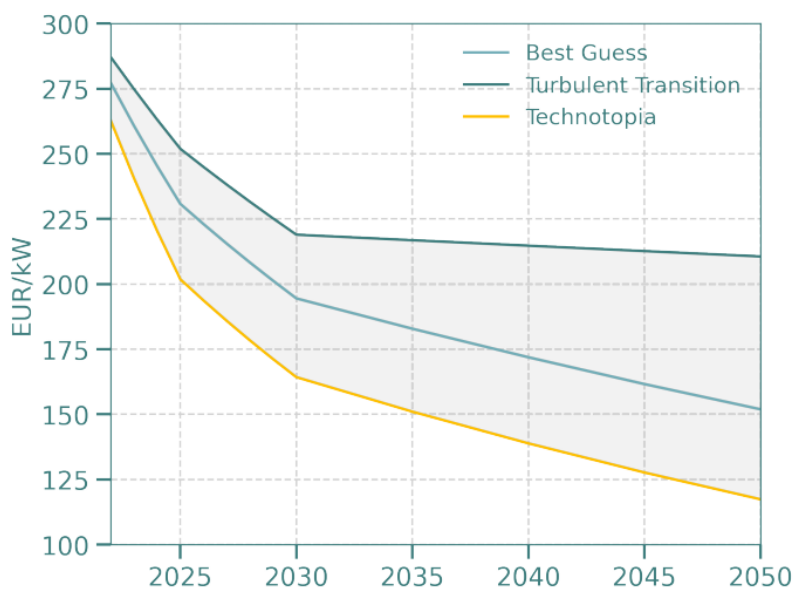


## Utviklingstrekk

Det europeiske markedet for storskala lager er forventet å nå 24.000 MW / 89.000 MW innen 2031. **Pumpekraft og CAES** er relativt modne teknologier og som begge begrenses av om det finnes egnede fysiske lokasjoner med høydeforskjeller mellom vann eller store naturlige grotter som kan brukes om lager av gass.

**Li-ion batterier** er nå også en moden teknologi takket være den store etterspørselen etter batterier til personbiler. En storskilt oppskalering av produksjonen gir likevel fortsatt et stort potensial for kostnadsreduksjoner fra 275 EUR/ kW til under 200 EUR /kW i 2030, se figuren under. En rekke andre batteriteknologier er under utvikling som kan gi store sprang i energitettheten for batterier, men ingen av disse er moden for kommersialisering enda. Flytbatterier har et potensiale, men har heller ikke sett et kommersielt gjennombrudd enda.

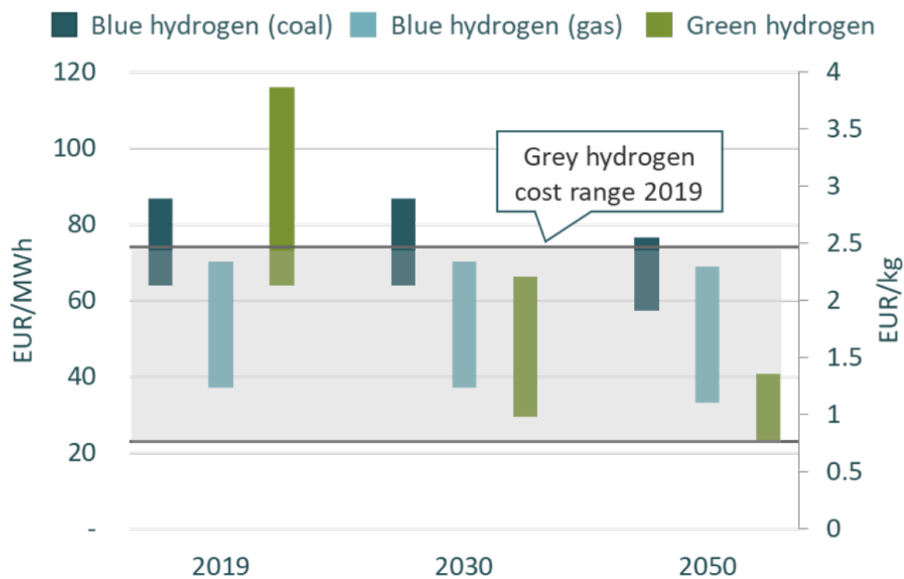
**Figur 35: Forventet utvikling av investeringskostnader for store batterisystemer.**



Kilde: THEMA's Technology Outlook (THEMA, 2022)

**Hydrogen** er trolig den teknologien med størst potensiale for kostnadsreduksjoner framover og samtidig størst fleksibilitetspotensial. Ambisjonene for bruk av hydrogen er store, både i Norge og i Europa, hovedsakelig for å kutte klimagasser i transport og å absorbere overskuddsenergi fra uregulerbar kraftproduksjon. Foreløpig har vi ingen storskala verdikjede for hydrogen fra elektrolyse, verken i Norge eller i Europa, men det er ønsker og planer om slik utvikling. Hydrogen har en viktig rolle i EU kommisjonens Fit-for-55 pakke. Også Norge har planer om å etablere en helhetlig verdikjede, i utgangspunktet med blått hydrogen (utvinning fra naturgassproduksjon i kombinasjon med karbonfangst og lagring - CCS) men etter hvert også med grønt hydrogen. Selv om grått hydrogen (fra naturgassproduksjon uten CCS) er den eneste kommersialiserte utvinningsmetoden for hydrogen i dag, forventes det at andre former på sikt utkonkurrerer grått hydrogen, selv med dagens CO<sub>2</sub>-priser lagt til grunn (se figur nedenfor).

Figur 36: Estimert global kostnadsutvikling for ulike måter på hydrogenproduksjon



Kilde: (Noussan, 2021)

I tillegg til kostnadsutviklingen er det særlig interessant hvordan Europa vil å definere grønt hydrogen i fremtiden. Den nå foreslåtte reguleringen krever, for at hydrogenet kan regnes som grønt, flere kjennetegn. I henhold til fleksibilitet er særlig kravet om samtidighet og samlokalisering interessant. Dette betyr at hydrogen skal kun produseres med lokal produsert fornybar energi og kun når overskuddsproduksjon er tilgjengelig. Dette begrenser i utgangspunktet både fleksibiliteten, hydrogenproduksjonen kan levere til resten av kraftsystemet, og lønnsomheten av produksjonsanlegget, som trenger en høy utnyttelsesgrad.

## Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.



---

## Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

---

