

Norges offentlige utredninger 2023

Seriens redaksjon:
Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
Teknisk redaksjon

1. Kvalitetsvurdering og kvalitetsutvikling
Kunnskapsdepartementet
2. Fremtidens apotek – fleksibelt og forsvarlig
Helse- og omsorgsdepartementet
3. Mer av alt – raskere
Olje- og energidepartementet

Mer av alt – raskere

Energikommisjonens rapport

Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 11. februar 2022.
Avgitt til Olje- og energidepartementet 1. februar 2023.

ISSN 0333-2306
ISBN 978-82-583-1537-4

Aksell AS

Til Olje- og energidepartementet

Energikommisjonen ble oppnevnt ved kongelig resolusjon 11. februar 2022 for å kartlegge energibehovene og foreslå økt energiproduksjon, med mål om at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft og at rikelig tilgang på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri. Kommisjonen gir med dette sin utredning.

Oslo 1. februar 2023

Lars Sørgard
Leder

Øistein Andresen

Bård Folke Fredriksen

Sverre Gotaas

Anniken Hauglie

Gyro Heia

Silje Ask Lundberg

Hans-Erik Ringkjøb

Kjell Roland

Gudrun Rollefsen

Helene Seim

Liv Monica Stubholt

Berit Tennbakk

Are Tomasgard

Arve Ulriksen

Håvard Hamnaberg
Sekretariatsleder

Toril Johanne Svaan

Monica Skog Jackson

Ingrid Helene Magnussen

Jan Arthur Sørensen

Mahi Manus Labråten
Pandey

Nora Sundvall Rølling

Innhold

1	Energikommisjonens tiltak og anbefalinger	9	3	Energikrise og krig i Europa ...	33
1.1	Behov for et taktskifte	9	3.1	En europeisk utfordring	33
1.2	Klimamål og grønt skifte: Hva må til?	10	3.2	Utredninger av kraftsituasjonen 2021/2022	34
1.3	Tiltak for en mer effektiv og fleksibel energibruk	11	4	Energiloven: Et historisk tilbakeblikk	37
1.3.1	Handlingsplan og myndighet	11	4.1	Før energiloven	37
1.3.2	En energieffektiv og grønnere industri	12	4.2	Problemet	38
1.3.3	Nasjonalt energieffektiviserings- løft i bygg	12	4.3	Energiloven	38
1.4	Tiltak for fjernvarme, bioenergi og varmepumper	13	4.4	Ti år med utvikling av markedet...	39
1.5	Tiltak for økt kraftproduksjon	14	4.5	Erfaringer	40
1.5.1	Skatter og avgifter påvirker mulighetsrommet	14	4.5.1	Markedsadgang	40
1.5.2	Vannkraft	15	4.5.2	Respons på priser	41
1.5.3	Vindkraft på land	16	4.5.3	Konkurransen	41
1.5.4	Vindkraft til havs	16	4.5.4	Effektivitet i kraftsektoren	41
1.5.5	Solkraft	17	4.6	Andre beslutninger har påvirket kraftsystemet	42
1.5.6	Kjernekraft	18	4.7	Dagens ståsted	44
1.6	Tiltak for raskere og bedre saksgang	18	5	Energibruk og -produksjon i Norge i dag	45
1.7	Tiltak for økt nettkapasitet	19	5.1	Energibruken	45
1.8	Organisering for fremtidens utfordringer	20	5.1.1	Energibruk	46
1.8.1	Markedets rolle i morgendagens kraftsystem	20	5.1.2	Varmepumper	47
1.8.2	Handel med utlandet	21	5.1.3	Energibruk i industrien	47
1.8.3	Forsyningsikkerhet	22	5.1.4	Energisektoren	48
1.9	Kommunenes rolle	22	5.1.5	Transport	48
1.10	De vanskelige og avgjørende valgene	23	5.2	Kraftproduksjonen	50
1.10.1	Prioriteringer	23	5.2.1	Den norske kraftverksflåten	50
1.10.2	Retning og mål	24	5.2.2	Vannkraft, vindkraft og solkraft	52
1.10.3	En helhetlig energipolitikk	25	5.3	Fjernvarme	54
1.11	Oversikt over rapporten	25	6	Klimapolitikken gir retning	56
2	Mandatet og kommisjonens arbeid	27	6.1	Utgangspunktet for EU og våre naboland	57
2.1	Mandat	27	6.2	EU's klima- og energipolitikk	57
2.2	Energikommisjonens medlemmer	29	6.2.1	Energiomstillingen i landene rundt oss	59
2.3	Avgrensinger og forståelse av mandatet	29	6.3	Norsk klimapolitikk – mellom Paris og Brussel	61
2.4	Energikommisjonens arbeid	31	6.3.1	Parisavtalen	61
2.5	Utredninger	32	6.3.2	Klimaavtalen med EU	62
			6.3.3	Nasjonale retningsgivere	62
			7	Glasskulen: Om fremtiden	65
			7.1	Usikkerhet i langsiktige kraftmarkedsanalyser	65

8	Været som motoren i kraftsystemet	68	10.2.4	Vindkraft til havs	102
8.1	Typiske værmønstre	68	10.2.5	Solkraft	103
8.2	Hvordan været påvirker kraftproduksjon og kraftforbruk	68	10.2.6	Kjernekraft	103
8.3	Effekten av endringer i klimaet	71	10.2.7	Andre teknologier	103
8.4	Hva kan bidra til å redusere sårbarheten i et væravhengig kraftsystem?	72	10.3	Natur og miljø	104
9	Utviklingen i energibruken	74	10.3.1	Vannkraft	104
9.1	Viktige drivere for utviklingen	74	10.3.2	Vindkraft på land	105
9.2	Utfallsrom for utviklingen i kraftbruken	75	10.3.3	Vindkraft til havs	106
9.2.1	Hvor høy blir kraftbruken?	75	10.3.4	Storskala solkraft	106
9.2.2	Hvor kommer forbruksveksten? ...	76	10.3.5	Kraftledninger	107
9.2.3	Andre fremskrivninger av kraftbruken	77	10.3.6	Oppsummering	107
9.2.4	Klimapolitikk og kutt i utslipp gir økt kraftbruk	77	10.3.7	Klimagassutslipp fra fornybar kraftproduksjon	107
9.3	Kraftbruken øker i industrien	79	10.3.8	Konsekvensene kan reduseres gjennom konsesjonsprosessen	108
9.3.1	Ny industri	79	10.4	Samfunnsaksept	109
9.3.2	Eksisterende industri	80	10.4.1	Begrepet samfunnsaksept	111
9.4	Potensial for energi-effektivisering	81	10.4.2	Motstanden mot vindkraft i Norge	112
9.4.1	Potensial i bygg	81	10.4.3	Hvilke faktorer bidrar til samfunnsaksept?	112
9.4.2	Potensial i industrien	85	10.4.4	Eierskap og økonomi	113
9.4.3	Potensial i transportsektoren	87	10.4.5	Hvordan oppnå folkelig oppslutning og aksept?	114
9.5	Forbrukerfleksibilitet	89	10.4.6	Kommunenes rolle	115
9.6	Barrierer mot effektiv og fleksibel energibruk	91	10.5	Hva forventes av ny kraftproduksjon?	117
9.7	Drivkreftene styrkes	91	10.5.1	En gjennomgang av flere analyser	119
9.8	Dagens virkemidler	92	10.6	Potensial og muligheter for økt kraftproduksjon	119
9.8.1	Fortsatt rom for teknologiutvikling	92	10.6.1	Vannkraft	120
9.8.2	Juridiske virkemidler	93	10.6.2	Vindkraft på land	121
9.8.3	Økonomiske virkemidler	94	10.6.3	Vindkraft til havs	122
9.8.4	Pedagogiske virkemidler	94	10.6.4	Solkraft	123
9.8.5	Nye virkemidler	94	10.6.5	Kjernekraft	124
9.9	Organisering av arbeidet med effektiv og fleksibel energibruk	95	10.6.6	Andre muligheter	125
10	Utviklingen i kraftproduksjonen	97	10.7	Varme	125
10.1	Konsesjonsinstituttet	97	10.7.1	Fjernvarme	125
10.1.1	Konsesjonspliktige tiltak	97	10.7.2	Bioenergi	126
10.1.2	Saksbehandling	98	10.7.3	Energimerkeordningen for bygg	127
10.1.3	Endringer i behandlingen av vindkraft på land og til havs	99	10.8	Økt utbyggingstakt	127
10.2	Kostnader for utbygging og verdien av produksjonen	100	10.8.1	Positiv kraftbalanse krever politiske avveininger	127
10.2.1	Verdien av kraftproduksjonen varierer	100	10.8.2	Effektiv konsesjonsbehandling er en nøkkelfaktor	128
10.2.2	Vannkraft	101	11	Kraftbalanse og priser mot 2050	132
10.2.3	Vindkraft på land	101	11.1	Trender	132
			11.1.1	Mer fornybar kraft gir større prisvariasjoner	133
			11.1.2	Produksjon	133
			11.1.3	Forbruk	134
			11.1.4	Lagring og fleksibilitet	134

11.2	Kraftbalanse	134	12.2.4	Kraftproduksjon	151
11.2.1	Kraftbalansen blir strammere	134	12.2.5	Pris og prisområder	152
11.2.2	Ulikheter i fremskrivninger av kraftbalansen	136	12.2.6	Strømnettet	153
11.2.3	Kraftutveksling i tørrår og våtår ...	137	12.3	Anstrengte kraftsituasjoner	153
11.3	Priser og prisvariasjon	139	12.4	Tørrårssikring er viktig	154
11.3.1	Prisnivå i Norge	139	12.5	Tiltak i magasindisponeringen	155
11.3.2	Norge får lavere prisnivå enn Europa	141	12.5.1	Regulering av krafthandel	155
11.3.3	Større prisvariasjon i Norge	142	12.6	Forsyningssikkerhet i kraft- systemet i årene fremover	156
11.4	Sammenheng mellom kraftbalanse og priser	143	12.6.1	Om mulighetene for import	157
11.5	Kommisjonens vurderinger	145	12.7	Endrede sårbarheter i energi- og råvaremarkedene	158
11.5.1	Fleksibilitet for mindre sårbarhet	146	12.8	Energikommisjonens vurderinger	159
11.5.2	Internasjonalt energisamarbeid for å ivareta norske interesser	146	13	Kraftmarkedets utforming og handelen med andre land	161
11.5.3	Priser som gir legitimitet i befolkningen	146	13.1	Kraftmarkedet i Norge	161
11.5.4	Å utnytte norske fortrinn for å bedre konkurransedyktighet	146	13.2	Fordeler og ulemper med dagens system	161
12	Forsyningssikkerhet	148	13.3	Utfordringer under dagens krise	163
12.1	Hva er forsyningssikkerhet?	148	13.4	Strukturell markedsreform i andre land	167
12.1.1	Energisikkerhet	148	13.5	Handel med utlandet	168
12.1.2	Effektsikkerhet	149	13.6	Markedsdesign og utenlands- handel fremover	170
12.1.3	Driftssikkerhet og leveringspålidelighet	149	13.6.1	Markedsdesign i Norge fremover	170
12.2	Hva styrker forsyningssikkerheten?	150	13.6.2	Handel med utlandet fremover ...	173
12.2.1	Energibruk	150	Referanser	174	
12.2.2	Bytte av energibærere	151			
12.2.3	Krafthandel	151			

Digitale vedlegg

Konsesjonsinstituttet (detaljert beskrivelse).

Bakgrunnsrapport fra Multiconsult og Thema: Drivere og usikkerhet i langsiktige energimarkedsanalyser.

Bakgrunnsrapport fra Oslo Economics og Sintef: Industrien: Etterspørsel etter kraft, beslutningsfaktorer og energieffektivisering.

Bakgrunnsrapport fra Thema og Multiconsult: Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?

Kapittel 1

Energikommisjonens tiltak og anbefalinger

Energikommisjonens mandat er å se på det langsiktige perspektivet for norsk energipolitikk. Vi er bedt om å kartlegge energibehovene og foreslå økt energiproduksjon, med mål om at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft samt at rikelig tilgang på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri. Selv om vårt perspektiv er langsiktig, er vi i en situasjon som krever at vi handler raskt og setter inn tiltak som ivaretar samfunnslegitimitet for å nå målene. Vi forklarer i dette kapittelet hvorfor det er behov for handling nå, og presenterer våre anbefalinger og forslag til tiltak for å få til et taktskifte i norsk energipolitikk.

1.1 Behov for et taktskifte

Selv om Energikommisjonens mandat har et langsiktig perspektiv, er retningen allerede satt gjennom klimamål og et ønske om oppbygging av ny grønn industri. Denne retningen tilsier økt elektrifisering, økt kraftforbruk og ny fornybar kraftproduksjon. Vi har det siste året sett katastrofale konsekvenser av klimaendringene både ute og hjemme, og vi har sett hvordan den geopolitiske situasjonen skaper stor usikkerhet. Men vi ser også at næringslivet og industrien er klare til å takle nye utfordringer.

Skal klimamålene nås, betyr dette massive behov for mer fornybar kraft. Landtransporten skal elektrifiseres og sjøtransporten trenger utslippsfritt drivstoff basert på fornybar kraft. Dagens industri basert på fossile brensler skal gjennom det grønne skiftet. Ny grønn industri skal etableres. Vi er på vei inn i en ny tid som krever en omfattende omlegging av energisystemet, og vi har dårlig tid. Vi snakker ikke lenger om å øke takten. Vi må opp i et tempo vi ikke har sett før.

Vi handler ikke raskt nok. Forbruksveksten forventes å bli betydelig større enn foreliggende planer for økt fornybar kraftproduksjon. Vi kan gå fra en situasjon med overskudd til underskudd på kraft i løpet av noen få år. Redusert kraftover-

skudd gir høyere priser, hvilket rammer både eksisterende næringsliv, ny grønn industri og vanlige husholdninger. Vi blir avhengige av betydelig import i tørrår og med samtidig krise og energiknapphet ute, kan forsyningssikkerheten bli utfordret.

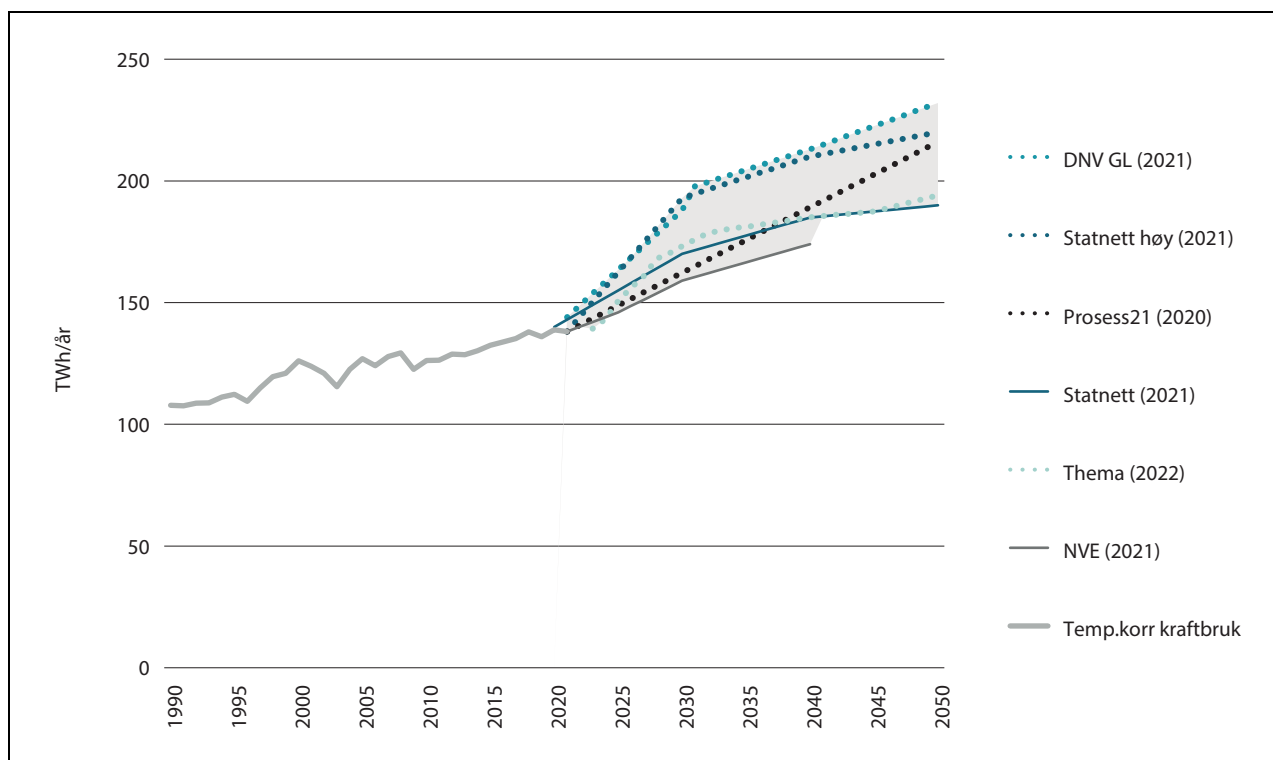
Det er behov for en ny giv, og det må skje raskt. Vi trenger mer effektiv og fleksibel energibruk for å senke forbruket, vi må utløse investeringer i mange typer fornybar kraft for å få opp produksjonen, og vi må øke nettkapasiteten for å få kraften frem.

Vi peker i denne rapporten på at mulighetene er store for å bedre situasjonen, og vi har betydelige potensialer. Det er en rekke virkemidler og tiltak for å få produksjonen opp og forbruket ned. Ett tiltak alene løser ikke problemet. Vi må utnytte alle muligheter.

Samtidig peker vi på utfordringene. Det er forståelige grunner til at utbyggingen har stoppet opp og energieffektiviseringen ikke har blitt realisert. Hensynet til naturen har gjort storstilt utbygging av vannkraft uaktuelt. Folkelig motstand har ført til full stans i utbygging av vindkraft på land. Det er lange ledetider i konsesjonsbehandlingen av både produksjon og nett, det er uavklarte rammebetingelser for solkraft, vindkraft på land og vindkraft til havs, og det er ulike barrierer for hver enkelt av oss til å spare energi.

Kraftsektoren i Europa skal i tillegg gjennom en storstilt omstilling. I landene rundt oss skal den fossile kraftproduksjonen avvikles og erstattes av hovedsakelig uregulert fornybar kraftproduksjon basert på sol og vind. I Norge vil ikke omstillingen av kraftsektoren bli like dramatisk, men vi vil få et betydelig større innslag av uregulerbar kraft. Vi har enda mer enn før behov for et robust kraftsystem – et system som kan takle kriser i en verden med mer uregulerbar kraft både hos oss og våre naboland, og sannsynligvis med større usikkerhet i årene som er foran oss enn det vi har sett de siste tretti årene.

Et dramatisk taktskifte i utbyggingen av fornybar kraftproduksjon kombinert med en stor-



Figur 1.1 Utfallsrom for fremskrivninger av kraftbruk i 2030, 2040 og 2050, TWh/år

Kilde: NVE (2021), Statnett (2021), Thema og Multiconsult (2022), DNV GL (2021), Prosess21 (2020).

stilt omstilling av kraftsektoren gjør at det er behov for klar politisk styring. Våre folkevalgte må ta viktige veivalg. Vi vil peke på hvilke veivalg de står overfor, hvilke virkemidler de har til rådighet, hvilke vanskelige avveininger som må gjøres og hvordan viktige samfunns mål kan nås til lavest mulige kostnader. Det er rom for handling, og det er behov for politisk styring. Vi trenger en strategisk orientering der vi lykkes å tenke helhetlig. Tiden er inne for vanskelige, og ikke minst viktige, veivalg. Vår ambisjon med denne rapporten er å bistå med et kunnskapsgrunnlag som legger til rette for at det kan bli tatt kloke beslutninger.

1.2 Klimamål og grønt skifte: Hva må til?

Tiltak for å redusere klimagassutslippene og øke industriaktiviteten gir utsikter til økt kraftforbruk i Norge fremover. I figur 1.1 er en del av prognosene for forbruksvekst fremover sammenstilt, se drøfting av de ulike prognosene i kapittel 9.

Gjennomgangen av utsiktene for utviklingen i energibruken i kapittel 9 viser at det er grunn til å forvente en vekst på mellom 21 og 35 TWh innen 2030. Nylig er det presentert nye prognoser som

antyder enda større vekst frem mot 2030, helt opp mot 75 TWh i økt forbruk. Mye av forskjellene i prognoser skyldes hva en antar om ny grønn industrietablering.

Miljødirektoratet har i tillegg kommet med to nye analyser som viser at vi i 2030 kan få 24 TWh økt kraftforbruk som følge av elektrifisering av industri og petroleumssektoren og mellom 44 og 60 TWh økt kraftforbruk i transportsektoren mot 2050. Samtidig vil introduksjon av sirkulærøkonomi og begrensninger i trafikkveksten kunne medføre en lavere vekst i energibehovet.

Prognosene må ikke tolkes som et eksakt anslag på hvor stor forbruksveksten blir. Til det er det for stor usikkerhet rundt flere av driverne bak forbruksveksten, blant annet grønn industrivekst. Potensialet for energieffektivisering er også stort. Sannsynligvis er det større enn det som ble lagt til grunn i prognoser som kom forut for de høye prisene vi har hatt det siste året, ikke minst i lys av det vi nå observerer av energisparing og energieffektivisering som følge av høye priser.

Kraftbalansen i Norge er viktig for å oppnå konkurransedyktige priser og for å trygge forsyningssikkerheten. Bygger vi ikke ut mer kraftproduksjon i Norge, vil vi få en svekket kraftbalanse. Ved inngangen til 2. kvartal 2022 var det i overkant av 3 TWh ny produksjon under bygging og

ytterligere 6 TWh som var konsesjonsgitt, se kapittel 10 og 11. Samtidig var det søkt om konsesjon for prosjekter tilsvarende 25 TWh, mesteparten vindkraft. Noen prosjekter vil ikke få konsesjon, og noen av prosjektene som får konsesjon vil ikke bli bygget. I dette perspektivet er det viktig å få flere nye prosjekter til konsesjonsbehandling og øke behandlingstempoet.

Samlet for Norden anslår Statnett en vekst i kraftproduksjonen om lag i takt med forbruksveksten, slik at samlet netto kraftoverskudd for regionen holder seg på 50 TWh. Tross en stram energisituasjon i Norge, kan Norden likevel få et prisnivå i denne perioden som er konkurransedyktig i europeisk sammenheng. For bedrifter som skal investere tungt i å elektrifisere produksjonsprosesser eller bygge grønn industri, er det likevel avgjørende hvilke forventninger som skapes om den langsiktige utviklingen i norsk kraftbalanse. Det forutsetter at det er tillit til at norsk energipolitikk vil sikre en vesentlig sterkere kraftbalanse etter 2030.

Kommisjonen legger stor vekt på det er tidskritisk å øke utbyggingstakten for å komme så nær klimamålene i 2030 som mulig. Det krever ekstraordinære tiltak på kort sikt. Det er ikke tid til at alt behandles slik det ville blitt i en normalsituasjon. Dette er grunntonen i måten EU i dag tilnærmer seg klimautfordringen og den pågående energikrisen.

Uten nye tiltak vil vi ikke lykkes med å nå klimamålene, vi vil ikke lykkes med å legge til rette for ny grønn industri og vi vil ikke lykkes med å sikre konkurransedyktige priser. Av den grunn er det behov for nye og kraftfulle tiltak. Fordi det er behov for å handle raskt, vil vi i det følgende ha fokus på hva som kan være mulig å oppnå frem til 2030.

1.3 Tiltak for en mer effektiv og fleksibel energibruk

Klimamål, grønn vekst og teknologisk utvikling legger rammene for utviklingen i energibruken. Fremover vil denne øke på noen områder, og reduseres på andre områder. Alle sektorer vil påvirkes. Vi vil bruke ny teknologi, legge om fra fossilt til fornybart og bygge bedre og mer energieffektive bygninger. I sum vil bruken av elektrisk kraft øke.

Vi må videreutvikle helheten i energisystemet og varmesystemene. Vi må få til smart energibruk, som er mer energieffektiv, mer digital, mer fleksibel og responderer på pris. Effektivisering og smart energibruk styrker kraftbalansen,

effektbalansen og forsyningssikkerheten. En effektiv og fleksibel energibruk gjør at perioder med høye strømpriser får mindre økonomiske konsekvenser for forbrukere og industri.

1.3.1 Handlingsplan og myndighet

Energibruken er kompleks, og politikken for energieffektivisering må skjerpes og spisses. Dette krever en mer koordinert innsats fra myndighetene. Mål og virkemidler må skreddersys til forbruksgruppene og de ulike satsingsområdene. Det er derfor nødvendig å utarbeide en helhetlig plan for energieffektivisering, som også er innrettet mot at forbrukssiden skal bidra til god forsyningssikkerhet for energi og effekt. Ansvar for å koordinere og følge opp planen må være klart forankret.

Energikommisjonen støtter at NVEs rolle innenfor energieffektivisering tydeliggjøres og ser behov for en sterkere koordinering av arbeidet på tvers av sektorer.

Energikommisjonen mener at:

- Det må utarbeides en nasjonal handlingsplan for energieffektivisering. Handlingsplanen skal ha et energisystemperspektiv og vise retning. I handlingsplanen skal det klargjøres hvordan energieffektivisering, lokal energiproduksjon, lokale varmekilder og forbrukerfleksibilitet kan bidra til en god forsyningssikkerhet for strøm.
- Handlingsplanen skal rettes mot alle sektorer og tilrettelegge for sektorkobling.
- Handlingsplanen skal ha mål og delmål for energieffektivisering, og for varme og fleksibilitet der det er hensiktsmessig. Mål som settes i handlingsplanen må være etterprøvbare.
- Handlingsplanen må inneholde en tiltakspakke/virkemiddelpakke som samlet vil sikre måloppnåelse og inneholde nye og justerte virkemidler som er egnet til å oppnå målene og er rettet mot identifiserte barrierer.
- Olje- og energidepartementets (OED) koordinerende rolle i arbeidet med å fremme en mer effektiv og fleksibel energibruk må konkretiseres. Virkemidler for energieffektivisering er fordelt på flere departementer, blant annet OED, Kommunal- og distriktsdepartementet (KDD), Klima- og miljødepartementet (KLD) og Finansdepartementet (FIN).
- NVE skal analysere hvordan markedstrender, markedsreguleringer og eksisterende virkemidler bidrar til utviklingen i energieffektivitet og forbrukerfleksibilitet, og peke på hensiktsmessig justering av virkemidler.

- NVE må følge opp, måle og regelmessig rapportere om resultater innen energieffektivisering og energifleksibilitet i alle sektorer, ikke bare bygg.
- Enovas mandat må endres slik at det omfatter energieffektivisering for alle sektorer.
- Det må etableres en klar rolledeling mot andre virkemiddelaktører. Resultater og anbefaling om justering skal inngå som grunnlag for regelmessige redegjørelser til Stortinget.

1.3.2 En energieffektiv og grønnere industri

For å sikre energibalansen må også industrien være energieffektiv, fleksibel og digital. Energieffektivisering og bruk av overskuddsvarme i industrien kan gi et viktig bidrag til kraftbalansen.

Energikommisjonen mener at:

- Energiledelse skal praktiseres i alle industrivirksomheter. Energikartlegging og energiledelse er et første skritt for å avdekke effektiviseringsmuligheter i eksisterende industri. Kartlegging kan avdekke effektiviseringsmuligheter i driften av virksomheten og investeringsmuligheter som kan gi effektivisering.
- Lovforslag om krav til energikartlegging i store virksomheter (med energibruk over 5 GWh) som har vært på høring, bør ferdigstilles og forelegges Stortinget. Forskrifter bør fastsettes parallelt med eventuell ikrafttredelse av lovendring.
- Det bør stilles sterkere krav til både energieffektivisering og varmeutnyttelse, etableres frivillige avtaler og innføres sterkere økonomiske virkemidler.

Det er store potensialer for å utnytte mer overskuddsvarme fra industrien, både i industrien selv, og i bygg.

Energikommisjonen mener at:

- Det må utredes hva som er nåværende potensialer for energieffektivisering i industrien, og hvilke konkrete barrierer som er til hinder for å utløse potensialene.
- Energikommisjonen utfordrer kommunene til å vurdere mulighetene for, og legge til rette for, samlokalisering av industri som har overskuddsvarme og industri som har varmebehov, bl.a. gjennom reguleringsplaner, samarbeid med industriaktører og energiselskaper.
- Forslag til endringer i energiloven med krav til utredning av lønnsomheten ved å utnytte overskuddsvarme i ny industrivirksomhet og datasenter må ferdigstilles og fremlegges for Stortinget. Det bør vurderes å innføre krav om at

nye industrietableringer som avgir overskuddsvarme over en gitt energimengde, må gjenvinne denne.

- Det må vurderes om det kan knyttes sterkere krav til energiutnyttelse og -gjenvinning i utslippsskonesjoner.
- Det bør parallelt utarbeides forskrifter og en veiledningstjeneste med prosedyrer som kommuner, industriaktører, datasenter mv. kan benytte i utredningsarbeidet.
- Enova må også støtte energieffektivisering, og såkalt moden teknologi som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsom.

Det er stor usikkerhet knyttet til hvor stort potensialet er for energieffektivisering i industrien. Kommisjonen mener det er realistisk med en energieffektivisering i størrelsesorden 1-5 TWh innen 2030.

1.3.3 Nasjonalt energieffektiviseringsløft i bygg

Vi skal arbeide for å redusere energibruken generelt, og på vinterstid spesielt, i nye og eksisterende bygg. Energieffektive bygningsskall og installasjoner samt egenproduksjon og lagring av energi kan gi forbrukerfleksible bygg, hvor sluttbrukerne kan tilpasse seg variasjoner i energipriser. Slik kan fleksible bygg og sluttbrukere også forberedes som aktive deltakere i energisystemet på alle nivåer.

Lokal energiproduksjon og fjernvarme, der forholdene ligger til rette for det, må stå sentralt i utviklingen av bygningsmassen. En slik utvikling legger også grunnlag for en større fleksibilitet i perioder med særlig høye priser og høy belastning i kraftnettet. For nye bygg og bygg som totalrehabiliteres, er det strenge krav til energistandard gjennom byggteknisk forskrift (TEK). Det store potensialet for energieffektivisering finner vi i den eksisterende bygningsmassen.

Det må lages en forpliktende plan for redusert energibruk i bygg. Planen må sette konkrete mål og delmål for ulike bygningskategorier, og kan inneholde økonomiske, regulatoriske og pedagogiske virkemidler. Planen må følges opp med årlig måling av resultat og mulighet for justering av virkemidler.

Det er mange aktører og et sett av beslutninger og insentiver som skal til for å realisere energieffektivisering i bygg. Byggeiere har ofte begrenset kompetanse på å vurdere relevante energieffektiviseringstiltak. De er avhengig av veiledning fra entreprenører og håndverkere.

Energikommisjonen vil peke på følgende konkrete tiltak og virkemidler som bør vurderes for å skape et løft for energieffektivisering:

- For å få fremdrift i effektivisering av bygningsmassen må det gjennomføres et nasjonalt effektiviseringsløft for boliger, flerbolighus og yrkesbygg med en tiltaksperiode på 7 år (til 2030).
- Energikommisjonen utfordrer bransjen selv til å utvikle gode bransjestandarder for energiløsninger som kan benyttes når de gir tilbud om enkelttiltak i bygg. Bransjestandarder må harmoniseres med energimerke-, støtte- og finansieringsordninger og taksonomi for bærekraftig finans.
- Etablere et kompetanse- og informasjonsprogram som skal gi byggeiere og byggenæringen nødvendig kunnskap og ferdigheter, og bedre samordne myndigheter og aktører med ansvar for bygg, energieffektivisering og energisystem.
- Opprette en prøveordning der håndverksbedriftene kan få støtte til å bistå kundene med energieffektiviseringstiltak, slik at håndverksbedriftene får økte insentiver til å selge inn energieffektive løsninger til huseierne.
- Raskt innføre energistandarder for bygningskomponenter. Standard må tilpasses ulike bygningstyper, og samordnes med energimerke-, økonomiske støtte- og finansieringsordninger samt taksonomi for bærekraftig finans.

Det er et stort og lønnsomt potensial for energieffektivisering i boliger og yrkesbygg, se kapittel 9. Energikommisjonen foreslår at:

- Det innføres tydelige og etterprøvbare krav til energistandard i yrkesbygg, som blant annet inkluderer minimumskrav til komponenter og bygningsmessige løsninger ved trinnvis rehabilitering.
- Det innføres krav om energirevisjon av alle yrkesbygg med høyt energiforbruk, eller som har energimerke E eller lavere.
- Enovas mandat må endres slik at det omfatter energieffektivisering.

Offentlig sektor bør ha ambisjoner om å være et forbilde for private byggeiere på energiområdet. Energikommisjonen foreslår at:

- Det utredes krav til offentlige leietagere om at de kun kan leie kontorlokaler med energikarakter A og B.
- Det settes et ambisiøst mål for den årlige rehabiliteringstakten for offentlige bygg.

For å få en mer effektiv og fleksibel energibruk er det viktig at sluttbrukerne ser resultater av de tiltakene de gjør – at de synliggjøres og premieres. Energikommisjonen foreslår at:

- Det utvikles markedsmekanismer som legger til rette for at energisystemet kan gjøre nytte av potensialet for fleksibel energibruk i bygg.
- Det utarbeides en klar definisjon av energieffektive bygg i tråd med kravene i EUs taksonomi, slik at den norske bygg- og eiendomssektoren kan få tilgang på gunstig grønn finansiering.
- Energimerkeordningen for bygg revideres slik at den kan fungere som et sterkt og målrettet virkemiddel for energieffektivisering av bygg.

Et nasjonalt løft for effektiv og fleksibel energibruk må følges opp med økonomiske og regulatoriske virkemidler. Energikommisjonen foreslår:

- Å gjeninnføre og utvide støtteordningene til energieffektivisering som Enova hadde for næringsbygg og boligbygg. Ordningene må omfatte tilskudd til modne og velprøvde energitiltak etter nærmere definerte kriterier.
- Å vurdere tidsavgrenset investeringsstøtte eller lån hvor deler av lånet ettergis som tilskudd ved gjennomført enkelttiltak med høy energistandard i eneboliger og flerbolighus.
- Å skjerpe energikravene for nybygg i byggteknisk forskrift.
- Å endre byggteknisk forskrift slik at den gir insentiv til å anvende varmepumper og andre energieffektive løsninger til oppvarming og solenergi for egenproduksjon av strøm og lagring av energi.

Det er stor usikkerhet knyttet til hvor stort potensialet er for energieffektivisering i bygg. Kommisjonen mener det er realistisk med en energieffektivisering i størrelsesorden 15-20 TWh innen 2030 sammenlignet med energibruken i 2015.

1.4 Tiltak for fjernvarme, bioenergi og varmepumper

Om lag halvparten av elektrisitetsbruken i bygninger går til varmeformål. Industrien har også et stort varmebehov. Over hele landet er det samtidig mulig å finne lokale ressurser som kan utnyttes til varme. Dersom større deler av disse ressursene blir utnyttet, vil det gi et godt bidrag til forsyningssikkerheten for kraft. Det vil først og fremst avlaste kraftsystemet vinterstid når behovet er størst og kraftprisene som høyest. Lokale ressur-

ser som fjernvarme basert på spillvarmeressurser vil frigjøre kraft til industriformål med elektrisk effektbehov. Fjernvarme er ofte den mest effektive måten å distribuere spillvarme fra datasentre, kloakk og avfallsvarme. Spillvarmen kan sommerlagres og tas i bruk på årstider med større varmebehov.

Energikommisjonen mener at:

- Kommunene må ta et helhetlig ansvar for å avveie hva som er hensiktsmessig varmeløsning i ulike områder, og ta hensyn til dette når de vurderer å gjøre vedtak om tilknytningsplikt til fjernvarme.
- I områder der det ikke tilbys fjernvarme, må kommunen forsikre seg om at bygningene blir tilrettelagt for andre fleksible oppvarmingsløsninger som bidrar til å styrke kraftbalansen og effektbalansen.
- Reguleringene av fjernvarme må sikre at sluttbrukernes interesser blir ivaretatt og at den åpner for innovative løsninger innenfor fjernvarmen og basert på øvrige varmeløsninger. Reguleringen må ses i sammenheng med kravene til fleksible oppvarmingsløsninger i byggeteknisk forskrift.
- Energimerkeordningen for bygg må utformes slik at den ikke er i ufordel for utnyttelse av overskuddsvarme og utbredelsen av fjernvarme.

Medlemmene Fredriksen, Hauglie, Lundberg, Sørgard og Tennbakk mener teknologi- og markedsutvikling innenfor lokal energiproduksjon og dagens strenge energikrav til nye bygg tilsier at de regulatoriske forhold for fjernvarme tas opp til revisjon. Regulering må være teknologinøytral.

Energikommisjonen mener at det er stor usikkerhet knyttet til hvor stort potensialet er for økt bruk av fjernvarme og omgivelsesvarme gjennom varmepumper. Energikommisjonen mener det er realistisk med økning på i størrelsesorden 2-4 TWh fjernvarme innen 2030, og mot 2040 er det realistisk å doble dette potensialet. Energikommisjonen mener det er realistisk med økt bruk av omgivelsesvarme gjennom varmepumper på i størrelsesorden 6-11 TWh innen 2030.

1.5 Tiltak for økt kraftproduksjon

Selv om vi utnytter potensialet for energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet, er det behov for mer kraft. Vurdert ut fra de kraftutbygginger som i dag har konsesjon, er det ikke utsikter til vesent-

lig ny produksjon på kort sikt. Lange ledetider og lav samfunnsaksept er de mest sentrale barrierene for at kraftproduksjonen kan øke vesentlig de nærmeste årene.

Vi skal løse klimakrisen samtidig som vi løser naturkrisen. Vi må vurdere mange kilder til ny fornybar energi, men vi må også ivareta naturen og Norges internasjonale forpliktelser. Prosjekter som bidrar med mye kraft raskt, og prosjekter som gir økt effekt og økt fleksibilitet, vil ha størst verdi fremover.

1.5.1 Skatter og avgifter påvirker mulighetsrommet

Skatte- og avgiftspolitikken må innrettes slik at den både bidrar til at lønnsomme investeringer gjennomføres og til en fordeling av skatteinntektene som oppleves rettferdig.

Energikommisjonen mener det er tre overordnede prinsipper som må ligge til grunn for skatte- og avgiftspolitikken:

- For det første bør den i størst mulig grad utformes slik at den ikke hindrer samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer, både i mer energi, mer effekt og mer fleksibilitet. For å få realisert mer fornybar kraft må investeringer i ny kraftproduksjon være lønnsomme for investorer. For eksempel vil et ønske om mer effekt for å ha mer kraft tilgjengelig i knapphetssituasjoner, innebære at det skal lønne seg å investere i ny tilgjengelig kraftproduksjon som særlig vil kunne benyttes når prisene i markedet er høye.
- For det andre må den avspeile det faktum at kraftsektoren høster av våre felles ressurser, og derfor må bidra til fellesskapet gjennom blant annet særskilt beskatning. For vannkraft og vindkraft på land, som begge normalt er lønnsomme teknologier, kan en benytte nøytrale skatter som ikke svekker insentivene til å investere i fornybar kraftproduksjon.
- For det tredje må den gi forutsigbarhet. Investeringer i fornybar kraft krever langsiktighet, hvilket betyr at på det tidspunktet beslutningen om investering tas, må produsentene ha stor grad av trygghet for hvilket skatte- og avgiftssystem som vil gjelde på lang sikt. Hele kraftskatteregimet må gjennomgås og forankres i et bredt politisk forlik.

I tillegg til de tre overordnede prinsippene, må skattesystemet bidra til å ivareta hensynet til naturen, og restaurering av natur.

1.5.2 Vannkraft

Regulerbar vannkraft gir stor fleksibilitet og blir viktigere og mer verdifull fremover på grunn av omfattende endringer i kraftsystemet, med økt elektrifisering og utbygging av mer uregulerbar kraft i Norge og ikke minst i landene rundt oss.

De minst kontroversielle investeringene er opprusting av eksisterende vannkraftanlegg, blant annet gjennom investering i nye turbiner. Anlegg kan også utvides, for eksempel gjennom økt effektinstallasjon, utvidelse av eksisterende magasinkapasitet eller ved tilførsel av vann fra nabovassdrag. Slike utvidelser kan være kontroversielle og ha større naturkonsekvenser.

Med sterkt svingende priser kan pumpekraftverk bli mer aktuelt. Også slike kraftverk kan være kontroversielle og ha større naturkonsekvenser. I slike kraftverk kan vann pumpes fra et lavtliggende til et høyereliggende magasin når kraftprisen er lav, og benyttes på et senere tidspunkt til produksjon når prisen er høy.

I tråd med mandatet legger vi til grunn at verneplan for vassdrag ligger fast.

Et flertall av Energikommisjonens medlemmer mener at det bør legges til rette for økt produksjon av regulerbar vannkraft.

Medlemmet Lundberg mener det bør legges til rette for økt produksjon av regulerbar vannkraft gjennom å modernisere eksisterende kraftverk. Dette må prioriteres fremfor nye kraftverk og utvidelser av eksisterende. De store vannkraftutbyggingenes tid er forbi.

Energikommisjonen mener at:

- Det er viktig at rammeverket, blant annet skattesystemet, legger tilstrekkelig til rette for investeringer i fleksibilitet, eksempelvis økt effekt og pumpekraftverk.

Medlemmet Lundberg mener videre det da er essensielt at det stilles strenge miljøkrav til effektkjøring av vannkraftverkene, og at det burde utformes nasjonale retningslinjer for effektkjøring.

Energikommisjonen mener at:

- I tilfeller der det er behov for et forsterket vern mot flom, skal det vurderes om flomvernet kan kombineres med økt utnyttelse av vann til produksjon av kraft. Det må i så fall ikke føre til unødvendige naturinngrep.
- Småkraftverk under en viss terskelverdi er fritatt for grunnrentebeskatning. En slik terskelverdi kan gi insentiver til ikke å utnytte utbyggingens fulle potensial, og det bør vurderes til-

tak som kan redusere en slik uheldig tilpasning.

- *Et flertall av Energikommisjonens medlemmer* mener at det ved gjennomføring av vilkårsrevisjoner bør søkes å unngå tap av kraftproduksjon og reguleringssevne uten at det går på bekostning av helt nødvendige forbedringer av miljøtilstanden i vassdraget.
- *Medlemmene Heia, Lundberg og Ringkjøb* mener det er viktig å sikre god fremdrift i arbeidet med vilkårsrevisjonene, at prosessene gjennomføres med god involvering med lokale interesser, og at vassdragene sikres en bedret økologisk tilstand i tråd med vannforskriften. Dette vil være viktig ikke bare for naturmiljøet men også for konsesjonæren. Disse medlemmene mener videre arbeidet må få økt prioritet i NVE og OED.

Flertallet i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Gotaas, Heia, Roland, Ringkjøb, Rollef- sen, Seim, Stubholt, Tomsgard og Ulriksen mener:

Industrien har inngått en rekke intensjonsavtaler med norske myndigheter om reduksjon i klimagassutslipp og luftforurensning. Avtalene baserer seg på at industrien selv gjør tiltak der det er mest hensiktsmessig teknologisk og økonomisk, slik at utslipp ikke overstiger fremforhandlet nivå.

Tilsvarende mener disse medlemmene at norske myndigheter må inngå avtaler med kraftbransjen som sikrer at vi når vårt mål om rask innfasing av ny kraftproduksjon. En slik avtale kan blant annet legges opp på en måte som sikrer at kontantstrømskatten for vannkraft faktisk utløser opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk med minst 7 TWh innen 2030, slik det var ment da skatteendringen ble gjort. Avtalen må videre forplikte staten til å prioritere disse sakene ved saksbehandling i NVE og Statnett.

- *Disse medlemmene* mener derfor at det må inngås en frivillig avtale mellom staten og vannkraftprodusentene med målsetting om å bygge ut 7 TWh innen 2030. Slike avtaler mellom myndigheter og industrien har historisk vært vellykket. Staten må i avtalen sikre at saksbehandlingen av konsesjoner og nett gjør en slik utbygging mulig.

Det er stor usikkerhet knyttet til hvor stor økning i vannkraftproduksjon som er mulig, men kommisjonen ser det som realistisk med en produksjon av vannkraft som er 5-10 TWh høyere i 2030 enn det vi har i dag.

1.5.3 Vindkraft på land

Vindkraft på land gir høy vinterproduksjon, men er ikke regulerbar. Det er den produksjonsformen som har lavest kostnader per produsert kWh, og som kan ha kort realiseringstid, spesielt sammenlignet med havvind. Vindkraft på land kan dermed spille en sentral rolle for å opprettholde eller styrke kraftbalansen frem mot 2030. Samtidig er utfordringen ulike barrierer som stopper eller forsinker utbyggingen av vindkraftanlegg. De viktigste barrierene er naturhensyn, lokal aksept samt legitimitet nasjonalt.

Flere virkemidler som forventes å bidra til både bedre lokal aksept og legitimitet, er allerede vedtatt og under implementering, se kapittel 10.4 for nærmere omtale. For å få lokal aksept er det viktig at en økt andel av verdiskapingen går til berørte kommuner, se egen omtale av kommunes rolle.

Kommisjonen mener at:

- Arbeidet med å gi vertskommunene økt innflytelse i vindkraftsaker gjennom plan- og bygningsloven må ferdigstilles.
- Potensialet for nærvind bør utredes. Det gjelder mindre anlegg, f.eks. langs større veier, i industriområder eller områder som må antas å ha mindre miljøvirkninger enn anlegg som bygges i uberørte områder. Aktuelle nærvindprosjekter bør mobiliseres raskt, slik at de kan bidra til å dekke behovet for ny fornybar kraft i 2030.
- Kommunen må ha økonomiske fordeler som gir grunn til å si ja til utbygging. Se kapittel 1.9 for detaljer vedrørende kommisjonens forslag.
- Kommunene bør være mer proaktive i å tilrettelegge for vindkraft på overordnet nivå. Det kan skje gjennom bruk av kommuneplanens arealdel til planlegging av egnede lokasjoner for vindkraft. En godkjent arealplan kan bidra til konfliktavklaring, mer forutsigbarhet for utbyggere og mer effektiv konsesjonsbehandling.

Det er stor usikkerhet knyttet til hvor stor økning i vindkraftproduksjon som er mulig, men kommisjonen ser det som realistisk med en produksjon av vindkraft som er i størrelsesorden 5-10 TWh høyere i 2030 enn det vi har i dag.

1.5.4 Vindkraft til havs

Norge har et stort potensial for utbygging av vindkraft til havs, se kapittel 10. Det er viktig å få klarlagt rammebetingelsene og tildelt arealer for

utbygging slik at de første prosjektene kan stå produksjonsklare i 2030.

Kommisjonen mener at:

- Det er viktig å komme raskt i gang med utbyggingen av havvind. Bunnfast havvind, som på Sørlege Nordsjø II, er moden teknologi, har relativt lave kostnader og kan etter hvert bygges ut på rent kommersielle vilkår. De første prosjektene vil stå overfor en større usikkerhet og ha høyere kostnader. De må derfor tilbys langsiktige avtaler, f.eks. i form av differansekontrakter, som avlaster investeringsrisiko.
- Det må legges en langsiktig og helhetlig plan for videre utvikling av havvind og havnett i Norge for å gi retning til forvaltningen, nødvendig internasjonalt samarbeid og forutsigbarhet for bransjen. Planen må ta høyde for en omfattende utbygging på sikt, bl.a. ved å:
 - Planlegge for ilandføring i Norge i sammenheng med nettet på land og legge til rette for en fremtidig tilknytning til et havnett i Nordsjøen.
 - Avklare hvor det skal bygges og i hvilken rekkefølge, og hvor store volumer av både bunnfast og flytende havvind det er ønskelig å legge til rette for.
 - Klarlegge viktige rammebetingelser som f.eks. tildelingskriterier og -prosess, prissettingsregime, nettkostnader og andre vilkår.
- Dersom man skal få til en storstilt utbygging av havvind, må staten ta ansvar for å raskt sette inn mer ressurser til helhetlige naturkartlegginger av norsk sokkel før nye områder åpnes. Konsesjonsprosessene må ta hensyn til eksisterende underlag fra tidligere kartlegginger og analyser gjennomført i andre sammenhenger for å unngå at prosessene tar lengre tid enn nødvendig på de områder som er under vurdering.
- Det må legges til rette for utbygging av havvind langs hele kysten.
- Flytende havvind, som på Utsira Nord, har høyere kostnader og er en mer umoden teknologi. De første prosjektene vil kreve støtte fra staten. Prosjekter som kan komme raskt i gang bør prioriteres.
- Differansekontrakter er et nødvendig virkemiddel i første fase av havvindutbyggingen. For å sikre en kostnadseffektiv utbygging, bør differansekontraktene tildeles gjennom konkurranse, noe man har gode erfaringer med i Storbritannia.
- Det bør i samarbeid med arbeidslivets parter tas et initiativ som legger til rette for at norsk

leverandørindustri kommer i en posisjon til å vinne kontrakter om havvindutbygging.

- *Flertallet i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Andresen, Fredriksen, Hauglie, Heia, Ringkjøb, Rollesen, Seim, Stubholt, Sør-gard, Tennbakk og Tomasgard* mener at elektrifisering av sokkelen må gjennomføres på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Skal vi nå klimamålene, er det viktig at planlagte prosjekt kommer raskt i gang, og at igangsatte prosjekt ikke stopper opp. I tilknytning til eksisterende installasjoner, som allerede henter kraft fra land, bør man vurdere mulighetene for en kostnadseffektiv utbygging av havvind.
- *Medlemmene Gotaas, Roland, Rollesen, Seim, Stubholt og Ulriksen* mener at staten bør inngå lange kjøpskontrakter med utbyggerne av havvind. Kostnadene/gevinstene ved kontraktene i forhold til spotprisen videreføres til sluttbrukerne. For bunnfast vindkraft i Sørlege Nordsjø II gjøres dette til forbrukere på fastlandet, for flytende vindkraft fra Utsira Nord til olje- og gassindustrien.
- *Medlemmene Gotaas, Heia, Roland, Rollesen, Seim, Stubholt og Ulriksen* støtter elektrifisering av sokkelen og alle pågående vindkraftprosjekter. Disse medlemmene mener at for å sikre tilstrekkelig utbygging av vindkraft og unngå at kraftbalansen på fastlandet svekkes, bør dette gjøres slik at det over tid bygges tilstrekkelig havvind til å dekke energibehovet til elektrifiseringen i Nordsjøen og at kabel til land brukes til å ivareta forsyningssikkerheten til disse olje- og gassinstallasjonene.
- *Flertallet i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Gotaas, Hauglie, Fredriksen, Lundberg, Ringkjøb, Roland, Rollesen, Seim, Tomasgard og Ulriksen* mener at for å bidra til at havvind bygges ut raskest mulig, er det riktig raskt å godkjenne Trollvind-prosjektet.
- *Flertallet i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Andresen, Gotaas, Heia, Ringkjøb, Roland, Rollesen, Seim, Stubholt og Tomasgard* mener at ambisjonen om utbygging av bunnfast vind i Sørlege Nordsjø II i første fase bør økes fra 1,5 til 3 GW i tillegg til 1,5 GW flytende havvind på Utsira Nord.

Energikommisjonen mener at det er svært stor usikkerhet om både omfang og tidspunkt for utbygging av havvind i Norge. Selv om rammebetingelser raskt avklares, er det urealistisk at det de nærmeste ti årene kommer i produksjon betydelig mengder havvind. Men gitt de områdene som er åpnet, bør det være et mål at det innen

2030 er satt i produksjon i størrelsesorden 5-20 TWh fra havvind.

1.5.5 Solkraft

Solceller gir mest kraftproduksjon om våren, sommeren og høsten, og kan gi et godt bidrag til forsyningssikkerheten (særlig i vårknipa). Energikommisjonen ser svært positivt på etableringen av solkraft i Norge, da denne kan etableres raskt, men her er det viktig at reguleringen tilpasses den raske utviklingen. Det innebærer at barrierer må fjernes. Dagens reguleringer er preget av terskelverdier og unntaksbestemmelser som kan skape suboptimale tilpasninger i markedet. Dagens regelverk er i hovedsak tilpasset sentralisert kraftproduksjon og bør endres for å innfase desentralisert kraftproduksjon. Fremover bør det utformes en mer helhetlig politikk for solkraft, både for solkraft på bygg og bakkemontert solkraft.

Utbygging av bakkemontert solkraft krever areal. Kombinasjonsbruk som f.eks. beite og solenergiproduksjon kan gi en bedre og mer effektiv utnyttelse av areal. Gode kombinasjonsløsninger, der en makter å ivareta ulike interesser, kan også ofte bidra til å dempe konfliktnivået ved utbygging.

For bygningsintegrert solkraft mener Energikommisjonen at:

- Det må utarbeides en strategi for solkraft på bygg, som omtaler innpasning i kraftmarkedet, byggesaksbehandling, og krav i teknisk byggeforskrift til solkraft på nye og rehabiliterte bygg. Strategien ses i sammenheng med oppgradering av eksisterende bygg og må sikre smart integrering av solkraft i kraftsystemet for en rask og trygg innfasing og utbygging.
- *Flertallet i Energikommisjonen* mener at strategien må legge til rette for områdeløsninger og deling av lokalprodusert strøm og energilagring, der dette ikke påfører kraftnettet vesentlige ekstrakostnader som må dekkes av andre kunder over nettleien.
- *Medlemmene Fredriksen, Hauglie, Lundberg og Ulriksen* mener at strategien må legge til rette for områdeløsninger og utstrakt deling av lokalprodusert strøm og energilagring, samt økning eller fjerning av terskelverdier på anleggsstørrelse. Det må kartlegges og utredes barrierer for solkraft på bygg og konsekvenser for kraftnettet.

Energikommisjonen mener videre at:

- Det må vurderes å innføre krav om andel egenproduksjon av energi på nye bygg, med unntaksmuligheter.

- Unntak fra søknadsplikt i plan- og bygningsloven for bygning må utvides til å gjelde flere bygg og solkraftanlegg.

For bakkemontert solkraft mener Energikommisjonen at:

- Det må legges til rette for etablering av nye, innovative kombinasjonsløsninger for arealbruk som f.eks. kombinasjon av karbonbinding med solenergiproduksjon. Etableringen av slike nye løsninger bør understøttes av offentlig finansiert forskning.
- Systemet for konsesjonssøknader for bakkemontert solkraft må forenkles, og kapasiteten til å behandle søknader må økes. Det bør vurderes om kommunene kan få delegert myndighet til å godkjenne bakkemonterte solkraftanlegg opp til en viss størrelse.
- De langsiktige rammebetingelsene, inkludert prinsipper for fremtidig skatteregime, må skape forutsigbarhet og bidra til at utviklingen kommer i gang raskt.

Det er stor usikkerhet knyttet til hvor stort potensialet er for utbygging av solkraft de neste ti årene. Kommisjonen mener det er realistisk med en utbygging i størrelsesorden 5-10 TWh innen 2030.

1.5.6 Kjernekraft

Flertallet i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Andresen, Fredriksen, Gotaas, Hauglie, Heia, Ringkjøb, Rollesfen, Seim, Stubholt, Sørgard og Tomasgard mener:

Kjernekraft er ikke en løsning for Norge nå, men Norge bør løpende følge den internasjonale utviklingen innen kjernekratteknologi og -sikkerhet.

1.6 Tiltak for raskere og bedre saksgang

Lange ledetider er en vesentlig flaskehals for å få bygd ut ny produksjon og nødvendig nettkapasitet raskt. Energikommisjonen mener det er mulig å effektivisere konsesjonsbehandlingen uten at det går på bekostning av kvalitet eller demokratiske prosesser, som omtalt i kapittel 10. Konsesjonsbehandlingen må forbedres, slik at det oppnås større aksept og mindre grunnlag for å klage på vedtak. Kommisjonen vil fremheve at tydelige politiske prioriteringer må gi retning til konsesjonspolitikken. Konsesjonspolitikken må se hen til de euro-

peiske prosessene for raskere behandling og utbygging og sikre at Norge ikke blir fraløpt av nabolandene.

Energikommisjonen støtter Strømnettutvalgets forslag og mener flere av tiltakene kan tilpasses, styrkes, og gjøres gjeldende også for konsesjonsbehandling av søknader om ny kraftproduksjon. Energikommisjonen har også tatt inspirasjon fra de 13 tiltakene foreslått av Naturvernforbundet, KS og NHO, som omtalt i kapittel 10.8.2.

Energikommisjonen mener at:

- NVE bør oppdatere veiledere for konsesjonssaker slik at de stiller krav til tiltakshavers forarbeid og kontakt med berørte interesser i forkant av innsendelse av meldinger og konsesjonssøknader.
- Det må vurderes en sertifiseringsordning for miljøkartlegginger for å sikre både god kvalitet og legitimitet til kartleggingene.
- Det må innføres prioritert rekkefølge i behandlingen av søknader. Saker som bidrar til betydelig ny kraftproduksjon og fleksibilitet til kraftsystemet bør prioriteres.
- Konsesjonsprosessen bør tilpasses sakenes omfang, der det kontinuerlig vurderes om det er mulig å forenkle myndighetsbehandlingen, bl.a. med raskere løp for enkle og ukontroversielle prosjekter.
- Det må i større grad etableres parallelle prosesser gjennom konsesjonsforløpet, for å spare tid.
- Det bør vurderes om tiltakshaver skal gis større ansvar for tidlig konsultasjon, utredningsprogram og høring i meldingsfasen.
- Det må settes tidsfrister for saksbehandlingen sammen med omforente fremdriftsplaner med søkerne og krav til statusrapportering.
- Det må gjennomføres samordnet «pakkebehandling» av flere søknader innen et avgrenset område eller region der dette er mulig og hensiktsmessig.
- Saksbehandlerkapasiteten i NVE og OED må styrkes for å unngå kø og unødvendige forsinkelser i konsesjonsprosessene.
- Krav til detaljplaner for mindre prosjekter og midlertidige tiltak må reduseres.
- Behandlingen av klager på NVEs konsesjonsvedtak, særlig i de tilfeller der klagen ikke inneholder nye, relevante opplysninger, må forenkles.
- Myndighetene må prioritere arbeidet med å utvikle digitale løsninger og støttesystemer til konsesjonsbehandlingen.
- Myndighetenes tidsbruk bør synliggjøres, slik at virkningen av effektiviseringstiltak kan

måles, evalueres og prosessene kontinuerlig forbedres.

- Myndighetene bør kontinuerlig vurdere, og eventuelt innføre, forenklinger av saksprosessene der dette ikke går ut over kvaliteten.
- *Flertallet i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Andresen, Fredriksen, Gotaas, Heia, Ringkjøb, Roland, Rollesen, Seim, Stubbholt, Tomasgard og Ulriksen* mener at det overordnede målet må være at konsesjons- og saksbehandling av kraft- og nettutbygging forenkles og strammes opp med mål om å halvere saksbehandlingstiden.

Kommisjonen slår fast at folkeretten, menneskerettighetene og urfolksrettighetene selvsagt må respekteres og ivaretas i energipolitikken. Utvikling av ny fornybar produksjon krever både naturinngrep, arealtilgang og utbygginger. Staten har både ansvar for å levere på energitransisjonen og ivareta urfolks materielle menneskerettigheter og de prosessuelle bestemmelsene om saksbehandlingen i inngrepssaker. Kommisjonen mener at det bør utredes på et mer generelt grunnlag hvordan en kan sikre prosessuelle regler som ivaretar urbefolkningens rettigheter og samtidig ivaretar hensynet til forsyningssikkerheten, klimamålene og kraftbehovet.

Medlemmene Lundberg, Stubbholt og Tennbakk viser til at forhåndstiltredelse, eller tillatelse til å starte utbygging før en konsesjons gyldighet er endelig avgjort, er vanlig praksis i utbyggingssaker. Dette gjelder også i reindriftsområder, der utbygginger kan komme i konflikt med FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter (SP) artikkel 27. Fosen-dommen viser at praksisen med å tillate utbygging i reindriftsområder før gyldigheten av konsesjonen er rettskraftig avgjort, er problematisk. Det bør utredes nærmere om denne praksisen bør opphøre, slik Norsk institutt for menneskerettigheter anbefaler.

1.7 Tiltak for økt nettkapasitet

Utviklingen av kraftnettet er, ved siden av tilgang på fornybar kraft, en forutsetning for å klare omstillingene vi skal gjennom. Utviklingen av kraftnettet må være tilpasset de målene som skal nås. Strømnettet har allerede i dag utfordringer på alle nivå og særlig i transmisjonsnettet. Betydelige industrietableringer og klimatiltak som krever elektrifisering, begrenses allerede av kapasiteten i nettet. Det er eksempler på tilfeller der det ikke er kapasitet til utvikling og utbygging ut over økningen i alminne-

lig forbruk. Kommisjonen viser også til at industrien har oppgitt nettilgang som den viktigste barrieren for nyetablering (Oslo Economics, 2022).

Strømnettutvalget har anbefalt tiltak for å redusere ledetiden, særlig for større nettanlegg, utnytte dagens nett bedre og fremme en mer samfunnsøkonomisk rasjonell nettutvikling, og utvikle en mer standardisert og transparent tilknytningsprosess. Energikommisjonen slutter seg til disse anbefalingene, men ønsker å gå lenger. Det store behovet for økt nettkapasitet kan ikke løses gjennom mer effektiv utnyttelse av dagens nett alene. Regulering av nettvirksomheten må tilpasses dagens akutte behov for vesentlig utbygging av transmisjonsnettet og gi større rom for å planlegge for de langsiktige behovene.

Energikommisjonen mener at:

- I områder med eksisterende infrastruktur, og hvor andre forhold ligger til rette for økt industriforbruk og kraftproduksjon, kan utbyggingen av nettet ligge i forkant av at de konkrete forbruksplanene har materialisert seg. Det må vurderes hvordan nettselskapene skal velge områder og prioritere mellom kunder, samt hvorvidt investeringene skal finansieres som en ordinær del av nettleien.
- Mulighetene for innmating av kraftproduksjon må inngå i et nasjonalt kapasitetskart, jf. Strømnettutvalgets anbefaling om å etablere et slikt kart.
- Det må etableres kriterier for samfunnsmessig betydning som basis for prioritering av behandlingen av søknader om nettilknytning.
- Det må innføres krav om at nettselskapene må utrede om økt overvåking av nettet i kombinasjon med forbrukerfleksibilitet og ny teknologi kan dekke det samme behovet som en tradisjonell oppgradering av nettet i et område, slik som Storbritannia innfører fra 2023.
- For raskt å kunne møte forventet forbruksvekst bør det vurderes om ikke nettselskapene kan ta noe mer risiko ved å redusere kravene til reserve (N-1), slik at de kan tildele mer kapasitet til kundene uten å bygge ut nye anlegg. Sammen med bruk av ny teknologi til overvåking av nettet og tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning av kundens forbruk/produksjon vil dette gjøre at kapasiteten i det eksisterende strømnettet kan utnyttes bedre.

Et flertall av Energikommisjonens medlemmer mener at:

- Gjeldende nettregulering må vurderes med det formål at reguleringen i langt større grad gir

insentiver til utbygging. Det kan være verdt å sørge for at nettstrukturen i større grad bygges ut i forkant enn i etterkant av sikkerhet for etterspørsel og produksjon.

- Statnetts mandat må tydeliggjøres for å understøtte de overordnede samfunnsmålene og slik at de kan ligge i forkant med nettinvesteringer.

Medlemmet Silje Lundberg viser til at Strømnettutvalgets utredning viser at det er prosessene i forkant av bygging av nye nettanlegg som tar det meste av tiden i netttutviklingsprosjekter, og ikke byggetiden i seg selv. Fordelene ved å bygge ut i forkant av at behovet er materialisert er derfor begrenset. Det er også ved selve byggingen av anleggene at kostnadene påløper, både i form av kroner og for natur. Derimot er kostnadene ved å planlegge og konsesjonsbehandle nettanlegg relativt små. Det er derfor fornuftig at det gis betingede konsesjoner slik at bygging kan skje raskere når beslutninger om forbruksetablering blir tatt.

1.8 Organisering for fremtidens utfordringer

Selve organiseringen og styringen av kraftsektoren er avgjørende for at vi skal lykkes med å utnytte våre felles kraftressurser på en samfunnsmessig god måte. Energikommisjonen ser ikke noen grunn til å endre den eksisterende rolledelingen i norsk kraftsektor. Det innebærer at myndighetene legger rammebetingelser, mens produsenter og konsumenter tar sine beslutninger om produksjon, investering og forbruk på selvstendig grunnlag. Vi har ikke foretatt noen grundig vurdering av selve organiseringen av omsetningen av kraft, men i tråd med mandatet har vi evaluert erfaringene med energiloven og belyst hovedtrekkene i organiseringen av krafthandel mellom land, samt drøftet forsyningssikkerheten.

1.8.1 Markedets rolle i morgendagens kraftsystem

Energikommisjonen mener at et markedsbasert system under sterk statlig styring også i tiden fremover vil forvalte våre vannressurser på en god måte. Innfasingen av uregulerbar kraft som sol- og vindkraft vil forsterke snarere enn svekke behovet for et slikt markedsbasert system, se kapittel 13.

Nå er vi i en situasjon der vi ønsker et taktskifte med en rask utbygging av kraftproduksjon. Det krever rammebetingelser som gjør at prosjek-

tene kan finansieres billigst mulig og at investeringene kommer i en takt og et omfang som er nødvendig for å nå de ambisiøse målene. De store og raske endringene som kreves og de svingningene som kan forventes, øker usikkerheten for investeringer. Markedet alene kan ikke sørge for den omstillingen som er nødvendig.

I både EU og Storbritannia drøftes strukturelle reformer i kraftsektoren. Et spørsmål som reises, er om en skal ta grep som skjermer forbrukere og næringsliv mot svært store prissvingninger.

Energikommisjonen mener at:

- For å få fart på utbyggingen av fornybar kraftproduksjon, er det nødvendig å tilpasse politikk og reguleringer til den nye situasjonen.
- Det er behov for å vurdere om vi større grad skal skjerme forbrukere og næringsliv mot de største prissvingningene, for eksempel ved å legge bedre til rette for langsiktige avtaler, samtidig som vi sikrer insentivene til strømsparing. Her er det viktig å ta lærdom fra dagens krise og de tiltakene som er iverksatt.
- *Medlemmene Heia, Ringkjøb, Tomasgard og Ulriksen* mener at det ved langvarige energikriser kan bli behov for å vurdere ytterligere tiltak, for eksempel at myndighetene finansierer topplasten for å redusere sluttbrukerprisen/marginprisen.

Energikommisjonen er positiv til utredningen som regjeringen skal sette i gang for å vurdere prisdannelsen i kraftmarkedet. En slik utredning bør blant annet se på følgende:

- De reformer som drøftes i andre land, blant annet Storbritannia og EU, og i hvor stor grad de er relevante for det norske kraftmarkedet.
- Gitt de store strukturelle endringene som skjer, med stor oppbygging av fornybar kraftproduksjon, er det naturlig å vurdere om dagens struktur og overvåking av markedet også i fremtiden er godt egnet til å frembringe velfungerende konkurranse.
- Hvordan man kan redusere kostnadene ved omsetning i sluttbrukermarkedet.
- Hvorvidt og hvordan vi i større grad skal skjerme forbrukere og næringsliv mot de største prissvingningene, særlig innenfor alminnelig forsyning.

Medlemmet Heia mener at utbygging av fornybar energi må følges opp med mekanismer, gjennom strukturelle endringer eller nye politiske styringsmekanismer, som sikrer at slik utbygging kommer norsk industri og norske forbrukere til gode

gjennom akseptable strømpriser for å bevare tillit til markedet og offentlige myndigheter.

Medlemmene Gotaas, Ringkjøb, Roland, Seim, Tomasgard og Ulriksen mener at klimapolitikken i hele Europa har medført at utviklingen av kraftsektoren er blitt samfunnets viktigste virkemiddel for å nå utslippsmålene. Konsekvensen er at det ikke er lønnsomheten som følger av spotprisene som styrer valg av teknologi eller omfanget av investeringer i ny kapasitet. Dessuten forventes den omfattende utbyggingen av ikke-regulerbar vindkraft å føre til lange perioder med svært lave og volatile priser i spotmarkedet, noe som i seg selv gjør det vanskelig å investere i ny kapasitet.

I praksis brukes en rekke ulike virkemidler i Europa for å få frem tilstrekkelige investeringer i ny kapasitet; subsidier, grønne sertifikater, lange kontrakter, egne kapasitetsmarkeder og reguleringer. Det pågår for tiden omfattende utredningsarbeid for å klargjøre hvordan kraftsektoren best kan innrettes for å nå utslippsmålene uten at prisen til forbrukere og industri blir urimelig høye.

Medlemmene Gotaas, Heia, Ringkjøb, Roland, Seim, Tomasgard og Ulriksen mener:

- Det må utredes hvilke virkemidler som best fører til lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader for å sikre at takten i utbygging av ny kraft innrettes for å nå samfunnsmålene om klima og grønn industri, for eksempel grønne sertifikater eller lange kontrakter med staten som motpart (f.eks. balansekontrakter).

Medlemmene Heia, Ringkjøb, Stubbholt og Tomasgard mener:

- Det siste årets store svingninger i energiprisene, både i Norge og i Europa, har gitt en gryende mistillit til børssystemet. Disse medlemmene mener det er viktig å etablere gode tillitsforhold mellom befolkningen og kraftsystemet (herunder kraftbørsen), og dersom det er formålstjenlig for å sikre slik tillit, bør det offentlige ha tilstrekkelig myndighet til å ivareta kundenes interesser. Det bør vurderes å sikre helt eller delvis offentlig eierskap av børsen.

1.8.2 Handel med utlandet

Handelen med omliggende land dreier seg både om forsyningssikkerhet og lønnsomheten ved selve handelen, se omtale i kapittel 12 og 13. Det er potensial for gevinster for Norge ved handel også i fremtiden. Variasjoner i tilsig fra år til år er forventet å bli enda større fremover som følge av klimaendringene, se kapittel 8, hvilket gjør at vi vil ha behov for import i tørrår.

For Norge blir det avgjørende å klarlegge om kraftsystemene vi er koblet til vil være i stand til å levere kraft til Norge som kan bidra til å ivareta tørrårsproblemet når omliggende land bygger ned den termiske kraftproduksjonen.

Norge med sitt unike kraftsystem dominert av vannkraft har et annet utgangspunkt enn våre naboland når markedsdesignet endres.

Energikommisjonen mener at:

- Det er viktig at norske interesser formuleres ut fra våre fortrinn og utfordringer, og at Norge deltar aktivt i debatten der de nye reglene for markedsdesign og krafthandel utvikles og endres. På den måten kan vi sikre at handelsregimet blir gunstig for Norge, herunder norske forbrukere og norsk næringsliv.
- I samarbeid med våre handelspartnere må det fortsatt arbeides for en langsiktig drift av kablene som ivaretar begge parter interesse i et kraftsystem som blir helt avhengig av ikke-regulerbar fornybar energi.
- *Et flertall i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Gotaas, Heia, Ringkjøb, Roland, Rollesen, Seim, Stubbholt, Tomasgard og Ulriksen* mener at det bør utredes hvordan utvekslingen på mellomlandskablene kan innrettes slik at prissmitten fra store omliggende kraftsystem til det relativt lille norske systemet ikke overstyrer norske energipolitiske målsettinger.

Hva som er den riktige dimensjoneringen av kapasiteten på utenlandsforbindelsene vil avhenge av flere forhold, blant annet hvor stor den innenlandske produksjonen er.

Energikommisjonen mener at:

- Når konsesjonstiden for en utenlandsforbindelse løper ut, bør det gjøres en vurdering av om det er i samfunnets interesser at den skal fornyes, på samme måte som ved vurderingen av nye kabelforbindelser. Erfaringene fra utveksling over andre forbindelser bør være en del av grunnlaget for å vurdere en fornying.
- Behovet for nye kabel- og eventuelt hybridforbindelser må utredes sett i lys av de norske interessene.
- Det må vurderes å flytte behandlingen av mellomlandsforbindelser mellom Norge og andre nordiske land fra NVE til OED, for å sikre politisk forankring.

Samhandelen med omverdenen er basert på at vi utformer et system som begge parter tjener på.

Energikommisjonen mener at:

- Det er viktig at også andre land følger de felles reglene og de felles anbefalingene som alle er

stilt overfor. Det kan for eksempel være i Norges interesse at landene vi handler med også oppretter prisområder i eget land, slik det er anbefalt, og samtidig ikke legger hindringer i veien for kraftflyt fra omverdenen til Norge.

Kraftmarkedene er underlagt strenge reguleringer fra EU, men det er et betydelig nasjonalt handlingsrom.

Flertallet av Energikommisjonens medlemmer mener at:

- Stortinget må minst hvert annet år bli orientert om landene vi handler med har organisert seg på måter som er til gunst eller ugunst for Norge, herunder bruken av prisområder, subsidier, skatter mv.
- Norske myndigheter bør også kontinuerlig følge utviklingen i EUs regelverk, og arbeide for at regelverket tar høyde for norske særtrekk.

Medlemmet Heia mener at Norge er utsatt for en urimelig asymmetrisk risiko (vårt «særtrekk») ved at vi i svært kritiske situasjoner (som vi så tidligere i høst), risikerer å tømme våre vannmagasiner som administrativt ikke kan etterfylles på samme måte som kull, gass og oljelagre. Vi blir derfor prisgitt import når magasinene våre er lave i tillegg til at effektiviteten i vårt produksjonssystem er kraftig svekket ved lave magasiner. Dette kan i ekstreme situasjoner påvirke forsyningssikkerheten for både husholdninger og næringsliv som ikke har andre energikilder enn elektrisitet å benytte seg av i tider med mangel på kraft.

- *Et flertall i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Gotaas, Heia, Ringkjøb, Roland, Seim, Stubholt, Tomasgard og Ulriksen* mener at norske myndigheter må innta en aktiv rolle og ta initiativ til dialog i forbindelse med EUs regelverk og arbeide for at regelverket tar høyde for norske særtrekk.

1.8.3 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet dreier seg om at å ha kraft tilgjengelig, både på ethvert tidspunkt (effekt) og over tid (energi), se omtale i kapittel 12. Flere av de tiltakene vi har foreslått, vil bidra til forsyningssikkerheten, for eksempel økt kraftproduksjon og større fleksibilitet både på forbruks- og produksjonssiden.

Å opprettholde en akseptabel forsyningssikkerhet i kraftsystemet er et ansvar for det offentlige. Hva som er et akseptabelt nivå på forsyningssikkerheten er et politisk spørsmål som må

avveies mot kostnadene, altså den forsikringspremien som høy forsyningssikkerhet medfører. Mens forsyningssikkerhet historisk i vannkraftsystemet var knyttet til tørrår, vil også det å sikre nok effekt til å dekke forbrukstoppene bli viktig.

Kommisjonen mener at:

- Det er behov for jevnlig stresstesting av mulige ekstreme utfall, og det må lages løpende prognoser for utviklingen i forsyningssikkerheten (energi og effekt).
- Vannkraftmagasinene står helt sentralt i et forsyningssikkerhetsperspektiv, og det må utvikles et regelverk som sikrer at de disponeres på en måte som sikrer tilstrekkelig energi- og effektbalanse også i år med lavt tilsig.
- Det må avklares hvordan eksporten kan begrenses om nødvendig for å ivareta forsyningssikkerheten i ekstreme situasjoner.
- Det må løpende vurderes om det er behov for sterkere insentiver til økt utbygging av effekt.

Et flertall i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Fredriksen, Gotaas, Hauglie, Heia, Roland, Seim, Stubholt, Tomasgard og Ulriksen mener at:

- Forsyningssikkerhet denne vinteren ble en aktuell problemstilling etter at energikrisen rammet Europa. En sterk norsk forsyningssikkerhet er viktig. Derfor foreslås energilovens formålsbestemmelse endret slik at den også omfatter forsyningssikkerhet. Videre mener disse medlemmer at også målsettingene i klimapolitikken må gjenspeiles i formålsbestemmelsene. Norge bør samtidig utfordre landene vi er tilkoblet gjennom sentralnettet om å også legge inn krav til egen forsyningssikkerhet i grunnleggende bestemmelser.

1.9 Kommunenes rolle

Kommunene har alltid hatt en sentral rolle i utviklingen av energisystemet, og de vil få et stort ansvar for utviklingen av fremtidens energisystem.

Kommunene er planleggingsmyndighet, byggesaksmyndighet, rådgiver overfor egne innbyggere og bygningsforvalter. De har ansvar for klima- og energiplanlegging og har en rolle i kraftsystemplanleggingen. De er nærmest til å sikre seg innsikt i tilgangen på lokale energikilder og overskuddsvarme. Kommunene må involveres og ansvarliggjøres på en tydeligere måte for utviklingen i energibruken.

En av vår tids største hindre for å få til økt kraftproduksjon, og da særlig vindkraft på land, er mangel på folkelig og lokal oppslutning. Skal den utfordringen tas på alvor, må virkemidler for å fjerne dette hinderet tas i bruk.

Kommisjonen mener at:

- Det er avgjørende at samfunnskontrakten mellom storsamfunnet og de berørte lokalsamfunn som vår vannkraftshistorie er bygget på, videreføres. Kommisjonen vil derfor anbefale at det snarest foretas en gjennomgang av gjeldende vannkraftregime med sikte på en kartlegging av hvor godt det treffer morgendagens vannkraftutbygging sett fra vertskommunenes ståsted.
- Kommisjonen er positiv til at en økt andel av inntektene fra vindkraft går til vertskommuner.
- Kommisjonen mener det er positivt at produktionsavgiften går direkte til vertskommuner, og det er kommisjonens syn at den minst bør opprettholdes på det nivået som nå er foreslått. Produktionsavgiften må sikres permanent i lovverket.
- *Et flertall i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Gotaas, Heia, Ringkjøb, Rollesen, Seim, Stubholt, Tomasgard og Ulriksen* mener at produktionsavgiften må sikres indeksregulert hvert femte år for å ikke miste sin rettmessige verdi i løpet av tildelt konsesjonsperiode, som tiltenkt til vertskommunene fra regjeringen og Stortingets side ved fastsettelsen av produktionsavgiften.
- Kommisjonen anbefaler at en fast andel på 15 prosent av grunnrenteskatten til staten fra det enkelte vindkraftanlegg skal tilfalle den berørte kommunen som stiller sine naturressurser til disposisjon for storsamfunnet.
- Det bør opprettes et nasjonalt kompetansesenter for kommunene, og det er naturlig at det er brukerfinansiert. Et større ansvar for kraftutbygging og effektiv og fleksibel energibruk krever kompetente beslutningstagere og en arena for kunnskapsinnhenting og erfaringsutveksling. Et kompetansesenter kan bidra med støtte i konsesjonsbehandlingen av nye vindkraftverk, planlegging og prosesser knyttet til lokal energiutnyttelse, omgivelsesvarme, overskuddsvarme, samlokalisering av industri og næringsaktører, samt effektivisering i bygninger og i industrien.

1.10 De vanskelige og avgjørende valgene

Samfunnet står overfor viktige veivalg. I hvor stor grad man lykkes i å redusere klimautslippene og få til en grønn omstilling bestemmes direkte av hvor mye ny kraft som bygges og hvor mye mer effektiv og fleksibel all bruk av energi blir.

Klimamålene for 2030 ser i dag svært ambisiøse ut. Energikommisjonens budskap er at hvor langt mot dem vi kommer avhenger av politisk vilje og vanskelige politiske valg. Hvor nær samfunnsmålene man kommer avhenger av:

- Hvor mye man lykkes i korte ned saksbehandlingstiden i hele verdikjeden fra produksjon til forbruk av energi.
- Hvor mye man lykkes i å effektivisere forbruket av all energi.
- Hvor mye mer fornybar energiproduksjon som bygges ut.

Kommisjonen mener at Norge kan bygge Europas mest robuste kraftsystem med konkurransedyktige priser til forbrukerne. Vi kan bygge videre på det fornybare vannkraftsystemet og vi har andre store fornybare ressurser, ikke minst i vind på land og til havs.

1.10.1 Prioriteringer

Et viktig oppdrag i Energikommisjonens mandat er å foreslå tiltak som skal sørge for at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft til konkurransedyktige priser. Bakteppet for oppdraget er at det forventes en sterk økning i kraftbruken knyttet til elektrifisering i industrien på land, til petroleumsnæringen og i transportsektoren, og til oppbygging av ny, grønn og kraftintensiv industri. Elektrifisering er nødvendig for å nå norske klimamål for 2030 og 2050, og drives frem av ulike virkemidler, inkludert CO₂-avgifter og kvotepriser. Oppbyggingen av ny, grønn industri drives først og fremst av kommersielle beslutninger, men er også en ønsket utvikling i takt med nedtrapping av olje- og gassektoren.

Kommisjonen har derfor, også i tråd med mandatet, kartlagt potensialene og kommet med forslag om økt energiproduksjon og energieffektivisering for å dekke det økte behovet og samtidig opprettholde et kraftoverskudd. Kommisjonens arbeid viser at vi har potensialer for utbygging av ny produksjon og energieffektivisering som – dersom vi lykkes med begge deler – kan dekke veksten i kraftforbruket mot 2030.

Energieffektivisering kan ventelig gi en rask effekt. Kommisjonen mener det taler sterkt for å prioritere å gjennomføre tiltak på dette området så raskt som mulig. For nærmere detaljer om våre foreslåtte tiltak, se kapittel 1.3.

Men det alene er ikke nok. Av den grunn har vi foreslått en rekke tiltak som skal gi økt kraftproduksjon. Arbeidet viser imidlertid at det er et sammensatt sett av barrierer som kan gjøre det krevende å få frem nok kraft i tide. Blant de viktigste er lange ledetider i konsesjonsbehandlingen for både produksjon og nett, naturhensyn, folkelig motstand mot vindkraft på land, flaskehals i nettet som hindrer tilknytning, og uavklarte rammebetingelser for solkraft og vindkraft til havs. Vi har dårlig tid, og det skal ikke store forsinkelser til for at målet om kraftoverskudd blir vanskelig å oppfylle mot 2030.

Vi er i henhold til mandatet blitt bedt om å vurdere grunnleggende dilemmaer i norsk energipolitikk. Hvis vi i en gitt situasjon ikke lykkes med å få nok kraft frem raskt, vil våre folkevalgte bli stilt overfor et dilemma der de må velge mellom tre alternativer:

1. Å godta at man i en overgangsperiode vil ha en stram eller negativ kraftbalanse, slik fremskrivningene fra Statnett og NVE blant annet viser. Det innebærer at vi blir avhengig av betydelig import fra våre naboland og Europa forøvrig dersom vi samtidig får et eller flere tørrår. Vi blir sårbare for energisituasjonen der. Det er imidlertid utsikter til et betydelig kraftoverskudd i resten av Norden, og vi har også flerårsmagasiner å spille på. Men i en periode med stram kraftbalanse må vi også belage oss på relativt høye priser.
2. Vi kan utsette elektrifiseringsprosjekter, f.eks. på sokkelen og i andre deler av økonomien, til vi har fått kraftutbyggingen skikkelig i gang. Vi kan f.eks. koble elektrifiseringen tettere opp til utbyggingen av havvind. Da vil vi neppe nå det norske målet om 55 prosent kutt i utslippene og Stortingets krav om at utslippene på sokkelen skal reduseres med 50 prosent til 2030. Anslag viser at om lag 20 prosent av utslippskuttene som regnes som nødvendige for å oppnå norske klimamål kommer fra elektrifisering av olje- og gassinntallasjoner. Tilsvarende kan man utsette elektrifiseringsprosjekter for å kutte utslipp i eksisterende landbasert industri eller i transportsektoren.
3. Vi kan begrense tilknytningen av ny kraftintensiv industri. Det vil legge begrensninger på omstillingen i retning av en grønn industri. En slik begrensning på tilknytningen kan gjennomføres

ved å styre etableringen i større grad. Man kan f.eks. blinke ut områder der det ligger til rette for forbruksøkning på basis av nettkapasitet og kraftbalanse i området, og så tilby etablering. Tildeling kan baseres på ulike kriterier, eventuelt på basis av en prekvalifisering (basert på modenhet), og en tidsbegrensning for å gjennomføre etableringen. En annen måte å begrense tilknytning på, kan være å stille krav om energiopsjoner som gir mulighet til utkobling i lengre perioder med en anstrengt kraftsituasjon. Eventuelt kan kravet være at en aktør må skaffe til veie tilsvarende fleksibilitet fra andre, allerede etablerte aktører.

Situasjonen tilsier ikke at det er grunnlag for å gjøre en slik prioritering nå, og det er ikke naturlig at Energikommisjonen tar stilling til dette valget. Det er ikke nødvendigvis slik at man må velge ett av alternativene. Her er det en rekke kryssende hensyn som må avveies, og det vil vise seg etter hvert i hvilken grad det blir behov for å prioritere. Prioritering vil kreve en helhetlig tilnærming, og innebærer beslutninger som våre folkevalgte bør og må ta. Det er naturlig at behovet for prioriteringer drøftes som en del av den foreslåtte regelmessige redegjørelsen for Stortinget av utviklingen og hvordan vi ligger an for å oppfylle samfunnsmålene. Energikommisjonen vil peke på at det i den forbindelse er viktig å utarbeide et godt faktagrunnlag og vurderingsunderlag for de vanskelige avveiningene man kan komme til å måtte ta. Bevissthet rundt hva som er alternativene er viktig for at politikken kan tilpasses raskt underveis og at det samtidig blir tatt gode beslutninger som fører oss i riktig retning på lang sikt.

1.10.2 Retning og mål

Retningen er klar. Det er behov for mer tilgang på kraft dersom vi skal nå samfunnsmålene. Dette fordrer raskest mulig mer satsing på energieffektivisering, økt investering i fornybar kraft og økt nettkapasitet. Det er viktig med forutsigbar krafttilgang og konkurransedyktige priser, ikke minst for næringslivet som skal ta langsiktige beslutninger om utvidelse og ny etablering av virksomhet. Signaler om en langsiktig satsning på økt tilgang på kraft vil nettopp bidra til at næringslivet kan ha nødvendig trygghet for fremtiden til å kunne ta sine investeringsbeslutninger.

Et flertall i Energikommisjonen, bestående av medlemmene Andresen, Fredriksen, Gotaas, Hauglie, Heia, Ringkjøb, Roland, Rollesen, Seim, Stubholt, Tomasgard og Ulriksen mener:

Det bør derfor settes en tydelig ambisjon for hvor vi ønsker å være ved inngangen til 2030-tallet, sammenliknet med i dag. Målet for 2030 må være:

- Minst 40 TWh høyere fornybar kraftproduksjon fra vannkraft, vindkraft, havvind og solkraft.
- Minst 20 TWh energieffektivisering.

Samlet vil et slikt ambisjonsnivå, dersom det realiseres, kunne bidra til rikelig tilgang til fornybar kraft som et konkurransefortrinn for norsk industri, og til opprettholdelse av et netto kraftoverskudd i normalår.

Medlemmene Heia, Lundberg, Sørgard, Tennbakk mener:

Selv om en nå setter retning mot en raskere økning i produksjon, energieffektivisering og nettutbygging, kan mange drivere endre seg. Klimapolitikken er blant annet stadig i utvikling, noe som har en sterk påvirkning på energipolitikken. De store planene om utbygging av vind- og solkraft i landene rundt oss, kombinert med et handelsregime som viser seg å være i tråd med norske interesser, kan innebære at vi om få år kan få tilgang på billig kraft i lange perioder. Det kan redusere behovet for et stort netto kraftoverskudd. Det kan vise seg at det ikke er mulig å realisere betydelige mengder vindkraft på land og at utviklingen av havvind går saktere og blir mer kostbart enn forventet. For eksempel kan naturødeleggelsene bli for store eller det kan bli for kostbart å bygge ut tilstrekkelig nettkapasitet. Da blir det et spørsmål om, og i så fall i hvor stor grad, vi skal justere kursen ved å redusere våre ambisjoner for utbygging av ny kraftproduksjon. Det viktige nå er derfor å sette en retning på utviklingen, men det gir uheldige signaler å sette mål som innen kort tid kan vise seg å være langt fra det vi ønsker eller har mulighet til å realisere.

1.10.3 En helhetlig energipolitikk

Uansett om vi velger å sette konkrete mål eller ikke, bør helheten i energipolitikken vurderes jevnlig, f.eks. i form av stortingsmeldinger med et fast innhold. Energikommisjonen foreslår at Stortinget regelmessig blir orientert om helheten i energipolitikken og klimapolitikken. Tiltakene for å redusere utslipp har en sterk påvirkning på etterspørselen etter kraft, og energi- og klimapolitikken må ses i tett sammenheng. Utviklingen fremover bør testes mot faste scenarier, blant annet for store vær- og klimahendelser, størrelsen

på sporingen, realiserte investeringer i fornybar kraft og hendelser i energivaremarkeder.

En slik jevnlig vurdering bør danne et grunnlag for å justere politiske virkemidler, herunder rammer for ytterligere investeringer i fornybar energi, og tiltak for endret energibruk og effektivisering – etter tilsvarende mønster som nasjonal transportplan og de helhetlige forvaltningsplanene for de norske havområdene. Et viktig element må være utsiktene for forsyningssikkerheten.

Den tette koblingen til andre lands kraftsystemer gjør at det norske kraftmarkedet påvirkes av våre nabolands valg. Det gjør det aktuelt at en slik jevnlig vurdering også gjennomgår hvordan våre naboland har organisert seg, for eksempel om planer for kraftsystemene, om det gis subsidier og hvordan inndelingen i prisområder påvirker krafthandelen.

1.11 Oversikt over rapporten

Energikommisjonen ble satt ned i februar 2022, og leverer sin rapport i februar 2023. Mandatet gjennomgås og kommenteres i kapittel 2. Her omtales også kommisjonens arbeid og innkomne innspill.

Energikommisjonen har virket i en situasjon med høye energipriser og krig i Europa. Dette har preget arbeidet, og det gis en omtale av situasjonen i kapittel 3. Her omtales også Olje- og energidepartementets utredninger som ble satt i gang i lys av situasjonen.

Energiloven er en viktig ramme for energisystemet. Kapittel 4 gir en historisk gjennomgang av utviklingen frem til energiloven av 1991, hvilke endringer energiloven ga og hvilke sentrale andre beslutninger som har preget utviklingen etter 1991.

Kapittel 5 gir en oversikt over utgangspunktet: Hvordan er energibruken, og hvordan er kraftproduksjonen sammensatt?

Klimapolitikken, som omtales i kapittel 6, er et premiss for utviklingen av energisystemet. Klimapolitikken gjør at kraftproduksjonen i landene vi handler kraft med, raskt blir dominert av uregulert fornybar kraftproduksjon. Den norske klimapolitikken gjør også at etterspørselen etter fornybar kraft øker raskt.

Energikommisjonen er bedt om å vurdere utviklingen på lang sikt. Det gjør det naturlig å studere langsiktige analyser av kraft- og energisystemer. Modellering og annen strukturert ana-

lyse av fremtiden er grunnleggende usikker. Dette omtales i kapittel 7.

Utviklingen vil gi oss kraftsystemer som blir mer påvirket av været, både her hjemme og omkring oss. Kapittel 8 viser hvordan været varierer og påvirker kraftproduksjonen.

Det er mange små og store beslutninger som vil avgjøre hvordan etterspørselen etter elektrisitet og andre energivarer blir fremover. Mange av disse beslutningene påvirkes av politikken, både næringspolitikk, klimapolitikk og politikken for energieffektivisering. Det er ikke bare interessant å vurdere hvor mye som vil etterspørres, men også hvilken fleksibilitet brukerne av energi vil ha fremover. Energibruken fremover og mulighetene for energieffektivisering omtales i kapittel 9.

Energikommisjonen ble i mandatet bedt om å «foreslå økt kraftproduksjon», noe vi forstår som å

vurdere hvor mye og hvilken kraftproduksjon som kan realiseres fremover. Kapittel 10 går gjennom rammene og mulighetene for ny kraftproduksjon.

Kapittel 11 ser energibruken og kraftproduksjonen i sammenheng, og vurderer også utfallsrommet for kraftprisene.

Stabil tilgang på energi og elektrisitet er grunnleggende for samfunnet. Forsyningssikkerhet er en kvalitet ved det fysiske kraftsystemet og for rammene vi legger for driften av systemet. Kapittel 12 gir Energikommisjonens perspektiver på forsyningssikkerhet.

Vi har organisert kraftforsyningen som et regulert marked. Kapittel 13 går gjennom kraftmarkedets virkemåte og mulige alternativer.

Kapittel 2

Mandatet og kommisjonens arbeid

2.1 Mandat

Energikommisjonen ble nedsatt ved kongelig resolusjon 11. februar 2022 for å kartlegge energibehovene og foreslå økt energiproduksjon, med mål om at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft og at rikelig tilgang på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri.

Utvalget ble gitt følgende mandat:

«Trygg tilgang på kraft legger grunnlaget for verdiskaping og velferd, og er i dag en nødvendighet for de fleste samfunnsfunksjoner. Tilgang på rikelig med ren og rimelig kraft har i årtier vært den norske industriens fremste konkurransefortrinn. Regjeringen ønsker at dette også i fremtiden skal være fortrinnet for norsk industri, og bidra til verdiskaping og systemsetting i hele landet.

Norge har i dag overskudd av kraft i år med gjennomsnittlige værforhold. Det har blitt bygget ut mye kraftproduksjon de senere årene, uten at forbruket har økt tilsvarende. I årene fremover ligger det an til en sterkere vekst i kraftbehovet, i takt med en økende elektrifisering av samfunnet, utsiktene til nye næringer med stort kraftbehov og en fortsatt omlegging fra fossil energi til fornybar kraft.

Energikommisjonen skal kartlegge energibehovene og foreslå økt energiproduksjon, med mål om at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft og at rikelig tilgang på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri.

En hovedoppgave for kommisjonen er å vurdere hva som er de grunnleggende dilemmaene i norsk energipolitikk fram mot 2030 og 2050, og hvordan ulike politiske valg kan påvirke den langsiktige utviklingen i norsk kraftforsyning. Vurderingene skal blant annet skje på grunnlag av et oppdatert faktagrunnlag fra evalueringen av kraftsituasjonen 2021-2022,

evaluering av strømstøtteordningen og Strømnettutvalgets rapport.

Kommisjonen skal holde tett kontakt med aktuelle interessegrupper og fagmiljøer, for eksempel gjennom innspillmøter, seminarer og annen utadrettet virksomhet.

I Hvordan påvirkes Norge av energimarkeder i rask endring?

Norge påvirkes i økende grad av utviklingen i energimarkedene rundt oss. Energi- og kraftmarkedene i Europa går gjennom store endringer både på produksjons- og forbrukssiden, samtidig med at det skjer en rask teknologisk utvikling. Dette vil påvirke kraftpriser, krafthandel og lønnsomheten av ulike typer ny kraftproduksjon i Norge.

Med bakgrunn blant annet i evalueringen av kraftsituasjonen 2021-2022 skal Energikommisjonen vurdere hvordan norsk energi- og kraftforsyning på mellomlang og lang sikt påvirkes av endringer i energimarkedene som følge av mål i klimapolitikken, teknologisk utvikling og en omstilling av energibruk og produksjon i landene vi er tilknyttet. Kommisjonen skal vurdere utfallsrommet for framtidige kraftpriser i Norge basert på ulike forutsetninger.

Energikommisjonen skal evaluere erfaringene med utviklingen av kraftmarkedet og energisystemene siden innføring av energiloven og gi en vurdering av hvordan energilovens formål følges opp. I Energikommisjonens vurdering av utviklingen av kraftmarkedet siden 1990, inngår også hovedtrekkene i organiseringen av kraftmarkedene mellom land som et aspekt som må belyses.

II Perspektiver for utviklingen i kraftforbruket

Utviklingen i det norske energi- og kraftforbruket er usikker, og avhenger av mange forhold i og utenfor Norge. En økende elektrifisering av

samfunnet, omstilling fra fossil til fornybar energi og etableringen av nye grønne industri- næringer kan gi høyere vekst i det norske elforbruket framover. Samtidig vil kraftprisutviklingen ha stor betydning for kostnadene ved å ta i bruk kraft til nye virksomheter eller til å redusere utslipp i ulike sektorer.

Energikommisjonen skal redegjøre for hvilke faktorer som påvirker utviklingen i det norske energi- og kraftforbruket i dag, og de kommende tiårene.

Kommisjonen skal skissere og underbygge ulike alternativer for utviklingen i det norske energi- og kraftbehovet, både når det gjelder sammensetning, vekst og hvordan behovet påvirkes av ulike retningsvalg i energipolitikken. Kommisjonen skal vurdere og ta hensyn til utviklingen i egenproduksjon av kraft samt bruk av andre energibærere enn kraft.

Kommisjonen skal vurdere hvilken betydning ulike perspektiver for kraftprisen (og andre innsatsfaktorer) og utviklingen i norsk økonomi har for det fremtidige kraftforbruket i norsk næringsliv og industri. Kommisjonen skal spesielt vurdere hvilke faktorer som påvirker etableringen av nye grønne industrivirksomheter som datasentre, batterifabrikker og hydrogenproduksjon.

Kommisjonen skal vurdere potensialet for energieffektivisering i ulike sektorer, og hvilken rolle dette kan spille i den langsiktige forbruksutviklingen. Kommisjonen skal vurdere virkemidler for å utløse potensialet for energieffektivisering, herunder vurdere behovet for en bedre samordning av eksisterende virkemidler og behovet for å etablere nye.

III Potensialet for samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon

Det er fortsatt et stort teknisk potensial for fornybar kraftproduksjon i Norge, forutsatt at kraftprisene og rammevilkårene gir grunnlag for lønnsom utbygging og at virkningene for miljø, landskap og allmenne interesser er akseptable.

Kommisjonen skal beskrive hvilke forhold som er av betydning for å utløse ny kraftproduksjon og vurdere potensialet og mulighetene for faktisk utbygging av samfunnsøkonomisk lønnsom ny produksjonskapasitet i Norge. Kommisjonen skal vurdere de viktigste konflikttemaene i utbygging av ny kraftproduksjon og drøfte om det er tiltak som bedre kan bidra til å ivareta eksterne effekter av utbygging og

sikre lokal medvirkning og legitimitet. Verneplan for vassdrag skal legges til grunn for kommisjonens arbeid.

Utfallsrommet for samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon skal basere seg på ulike energipolitiske valg når det gjelder ønsket sammensetning og omfang av ulike typer kraftproduksjon, samt vurderinger av kraftprisutviklingen, både når det gjelder nivå og prisvariasjon over året, jf. punkt I og evalueringen av kraftsituasjonen 2021-2022. Utfallsrommet for ny kraftproduksjon skal hensynta mulighetene og kostnadene ved nettutbygging.

Vurderingen skal legge til grunn eksisterende rolledeling i energisektoren, der myndighetene legger rammer for utbyggingen gjennom konsesjonsbehandlingen og allment regelverk, og der den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av utbygging vurderes av utbygger.

Kommisjonen skal vurdere om det er tiltak som kan bidra til å utløse samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon for å redusere gapet mellom forventet forbruksvekst og kraftproduksjon.

IV Perspektiver for forsynings sikkerheten

Norge har i dag et overskudd på kraft over året, stor tilgang på regulerbare ressurser gjennom vannkraftmagasinene og tilgang på overføringskapasitet som gir grunnlag for kraftimport i perioder med lavere tilsig. Samtidig øker innslaget av uregulerbar kraftproduksjon i Norge og i landene rundt oss. En økende elektrifisering og høyere forbruksvekst vil kunne øke behovet for sikker tilgang på kraft over året og spesielt i perioder med høy belastning i kraftsystemet (effekt).

Basert på vurderingene i I-III skal kommisjonen vurdere perspektiver for den norske forsynings sikkerheten for kraft i lys av ulike utviklingstrekk, med fokus på både årlig tilgang på kraft og evnen til å oppnå balanse i spesielt anstrengte perioder, for eksempel i høylastperioder vinterstid. Energikommisjonen skal vurdere hvordan kraftkriser og høye priser i Norge og utlandet påvirker prisutvikling og forsynings sikkerhet.

Kommisjonen skal vurdere om det er tiltak som kan bidra til å opprettholde forsynings sikkerheten og konkurransedyktige priser til norsk industri i lys av ulike utviklingstrekk.

V Sentrale interessemotsetninger i energipolitikken

Basert på oppdatert kunnskapsgrunnlag fra evalueringen av kraftsituasjonen 2021-2022 og Strømnettutvalgets analyse skal kommisjonen vurdere viktige valg i energipolitikken framover, og hvilke avveininger som må gjøres for en samfunnsmessig god utvikling av den norske kraftforsyningen på lang sikt.

Kommisjonen skal vurdere den samlede kostnadsutviklingen i norsk kraftforsyning i lys av ulike valg i energipolitikken, og hvordan dette påvirker sluttbrukerne av strøm. Kommisjonen skal vurdere om det er tiltak som kan bidra til en bedre balanse mellom forventet forbruksvekst og planlagt produksjonsvekst.»

2.2 Energikommisjonens medlemmer

Energikommisjonen har bestått av følgende medlemmer:

1. Professor Lars Sørgard, Bergen (leder)
2. Konsernsjef Øistein Andresen, Rånåsfoss
3. Administrerende direktør Bård Folke Fredriksen, Oslo
4. Administrerende direktør Sverre Gotaas, Porsgrunn
5. Visadministrerende direktør Anniken Hauglie, Oslo
6. Ordfører Gyro Heia, Birkenes
7. Seniorrådgiver Silje Ask Lundberg, Oslo
8. Ordfører Hans-Erik Ringkjøb, Voss
9. Samfunnsøkonom Kjell Roland, Oslo
10. Administrerende direktør Gudrun Rollesen, Hammerfest
11. Administrerende direktør Helene Seim, Odda
12. Partner Liv Monica Stubholt, Lørenskog
13. Partner Berit Tennbakk, Oslo
14. LO-sekretær Are Tomasgard, Lillestrøm
15. Administrerende direktør Arve Ulriksen, Utskarpen

Utvalgets sekretariat har bestått av følgende personer:

1. Håvard Hamnaberg, seniorrådgiver, Hafslund Eco Vannkraft (leder)
2. Toril Johanne Svaan, avdelingsdirektør, Olje- og energidepartementet
3. Monica Skog Jackson, rådgiver, Olje- og energidepartementet
4. Ingrid Helene Magnussen, senioringeniør, Norges vassdrags- og energidirektorat

5. Jan Arthur Sørensen, sjefingeniør, Norges vassdrags- og energidirektorat
6. Mahi Manus Labråten Pandey, Vice President, Statkraft
7. Nora Sundvall Rølling, fagsjef, Finansdepartementet

2.3 Avgrensinger og forståelse av mandatet

Energikommisjonen har fått et omfattende mandat. Det er klart hva som er de tematiske områdene i mandatet, men spørsmålene mandatet stiller er både overordnede og generelle. Samtidig har det blitt gitt uvanlig kort frist for arbeidet. Energikommisjonen hadde opprinnelig frist til 15. desember 2022, men fikk innvilget en utsettelse til 1. februar 2023. Bredden i mandatet og den tilgjengelige tiden har gitt føringer for dybden og detaljgraden i Energikommisjonens arbeid.

Den overordnede målsetningen i mandatet er at Energikommisjonen skal:

Kartlegge energibehovene og foreslå økt energiproduksjon, med mål om at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft og at rikelig tilgang på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri.

Denne overordnede formuleringen av mandatet kan brytes ned i to hoveddeler:

- a. kartlegge energibehovene og
- b. foreslå økt energiproduksjon.

Energikommisjonen har forstått leddene i den overordnede problemstillingen slik:

- a. Etterspørselen etter kraft fremover er usikker, blant annet på grunn av mange planer om svært store industrielle investeringer, jf. de offentlig tilgjengelige langsiktige markedsanalysene (NVE, 2021) (Statnett, 2020). Energikommisjonen har sett på de ulike fremskrivingene som finnes offentlig tilgjengelig for å tegne et bilde av mulige utviklinger for etterspørselen etter kraft. Her er det mange miljøer som har gjort et godt arbeid, og Energikommisjonens vurderinger bygger på disse. De fleste fremskrivingene viser at Norge kan få et strukturelt underskudd på kraft i nær fremtid.
- b. Uttrykket «foreslå økt energiproduksjon» er uklart. Energikommisjonen forstår det slik at det søkes forslag om hvilken type ny energiproduksjon det bør legges til rette for, og hvordan det eventuelt kan legges bedre til rette, blant

annet for å få til en tilstrekkelig hurtig utvikling og å unngå store negative miljøkonsekvenser og konflikt med andre samfunnsinteresser. Her gjør regjeringen allerede et omfattende arbeid, og Energikommisjonen har støttet seg på dette.

Disse to hovedelementene i Energikommisjonens mandat skal tilfredsstillende to kriterier, nemlig at Energikommisjonen skal ha mål om at Norge fortsatt skal ha

- overskuddsproduksjon av kraft og
- at rikelig tilgang på kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri.

Disse to kriteriene har Energikommisjonen forstått slik:

1. Overskuddsproduksjon av kraft forstår Energikommisjonen som at Norge i et normalår skal ha større kraftproduksjon enn bruk av kraft. Det er viktig å presisere at målsetningen knyttes til normalår, fordi særlig den fornybare kraftproduksjonen varierer mye. Det er også slik at dersom det nasjonalt er større produksjon enn bruk av noe, må resten gå til eksport eller gå til spille.
2. Det siste kriteriet er noe nært en observasjon. Rikelig tilgang på kraft er det motsatte av knapphet, og det kan forventes lavere priser enn ved knapphet. Lavere priser på innsatsfaktorer, som kraft, i Norge enn i andre land vil være et konkurransefortrinn for norsk industri. Energikommisjonen har forstått dette siktemålet i sammenheng med hovedmålene og det første kriteriet – at det skal legges til rette for så mye ny kraftproduksjon slik at kraftoverskuddet utgjør et konkurransefortrinn for norsk industri, og en markedsorganisering som legger til rette for dette.

Det er også en rekke delmål og oppgaver som oppgis i mandatet. Der Energikommisjonen ikke har funnet grunn til å forklare forståelsen av disse, er de ikke kommentert her.

Mandatet sier at Energikommisjonens vurderinger blant annet skal skje på grunnlag av et oppdatert faktagrunnlag fra evalueringen av kraftsituasjonen 2021-2022, evalueringen av strømstøtteordningen og Strømnettutvalgets utredning. Dette har vært et viktig grunnlag for Energikommisjonen. Samtidig har ikke Energikommisjonen hatt tilgang på materialet i sin helhet før i starten av oktober 2022, nært slutten av arbeidet.

Strømstøtteordningen faller, slik Energikommisjonen ser det, utenfor hovedlinjene i mandatet.

Ordningen er derfor ikke drøftet. Sluttbrukermarkedet for kraft, det vil si salg av kraft til husholdninger, er ikke eksplisitt omtalt i mandatet. Det er utfordringer knyttet til dette markedet, ikke minst gjelder det mangelfull eller feilaktig informasjon til sluttkunder om ulike kontrakter de tilbys av selgere. Reguleringsmyndigheten for energi og Forbrukertilsynet har i fellesskap foreslått tiltak som kan forbedre dette markedets funksjonsmåte. Gitt det arbeidet som pågår, og denne utredningens knappe tidsfrist, har Energikommisjonen valgt å ikke drøfte mulige tiltak i sluttbrukermarkedet for kraft. Det understrekes likevel at forbrukernes interesser har stått sentralt, for eksempel i drøftelsen av mulige tilpasninger på etterspørselssiden i det fremtidige markedet.

Energikommisjonen har sett evalueringen av kraftsituasjonen 2021-2022, men har ikke gått dypt inn i denne. Energikommisjonen har et mye lengre perspektiv for sitt arbeid enn dette. Energikommisjonens arbeid er likevel utført med kraftsituasjonen 2021-2022 som et høyst relevant bakteppe.

Energikommisjonen har lest og omtalt Strømnettutvalgets utredning.

Mandatet ber Energikommisjonen vurdere utfallsrommet for fremtidige kraftpriser i Norge basert på ulike forutsetninger. Det har ikke vært praktisk mulig å gjøre egne analyser av kraftprisene mot 2050 i løpet av noen måneder, og slike analyser vil uansett være svært usikre. Energikommisjonen har studert de offentlig tilgjengelige kraftmarkedsanalysene som har et langt perspektiv, og sett disse i sammenheng. Til sammen bør det gi et godt bilde av utfallsrommet ut fra ulike forutsetninger.

Energikommisjonen har gjort en grundig gjennomgang av historien og bakgrunnen for at energiloven ble vedtatt i 1990, slik mandatet ber om. Det var klare mål med innføringen av loven. Energikommisjonen har derfor avgrenset sin analyse til først og fremst å vurdere i hvilken grad disse målene nås også i dag. Det har vært viktig for Energikommisjonen å vurdere om markedsdesignet bidrar til effektive kraftpriser som reflekterer kostnadene.

Energikommisjonen skal vurdere perspektiver for forsyningssikkerheten. Samtidig er flere av kriteriene for det forsyningssikkerhetsperspektivet som anlegges i mandatet sammenfallende med de overordnede målene, altså at det skal være en viss grad av sikkerhet for at kraftproduksjonen i et normalår skal overstige bruken. Videre ser Energikommisjonen at unormalt høye kraftpriser kan være en indikasjon på at markedet forventer unor-

mal knapphet, men har ikke drøftet høye priser i et forsyningssikkerhetsperspektiv.

2.4 Energikommisjonens arbeid

Energikommisjonen ble oppnevnt 11. februar 2022, og hadde sitt første møte 3. mars. Kommisjonen har til sammen hatt 13 møter, hvorav ett i Trondheim og ett i Stavanger.

Kommisjonens arbeidsform er lagt opp etter Kommunal- og distriktsdepartementets veileder for utvalgsarbeid i staten. Olje- og energidepartementet har bistått kommisjonen med administrative forhold, slik som bistand til oppdragsutlysninger og budsjett.

Kommisjonen har hatt en egen nettside, www.energikommisjon.no, med informasjon om blant annet mandatet og utvalgsmedlemmene. Via nettsiden åpnet kommisjonen også for å komme med skriftlige innspill innen 25. mai. Innspillene har blitt publisert og tilgjengeliggjort.

I mandatet er kommisjonen bedt om å holde tett kontakt med aktuelle interessegrupper og fagmiljøer. Den 10. mai 2022 inviterte Energikommisjonen til et åpent, digitalt innspillsmøte for å innhente synspunkter og innspill knyttet til kommisjonens arbeid. I møtet ble det oppfordret til å gi innspill på følgende temaer:

- i. Hvordan påvirkes Norge av energimarkeder i rask endring?
- ii. Perspektiver for utvikling i kraftforbruket
- iii. Potensialet for samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon
- iv. Perspektiver for forsyningssikkerheten
- v. Sentrale interessemotsetninger i energipolitikken
- vi. Andre overordnede innspill.

55 organisasjoner, bedrifter og privatpersoner benyttet anledningen til å gi korte innspill til Energikommisjonen.

I tillegg har Energikommisjonen innhentet informasjon og avholdt møter og fagseminarer med utvalgte fagmiljøer, aktuelle interessegrupper, næringsliv, organisasjoner og forvaltning som en del av sitt arbeid.

Den 11. mai hadde kommisjonen fagseminar i Oslo om temaene ny vindkraftproduksjon, europeisk energipolitikk og norsk handlingsrom, konsesjonsbehandling, marked, natur og miljø, koordinering og priser i kraftsektoren. Energikommisjonen holdt også et åpent møte under Arendalsuka.

Skriftlige innspill

Energikommisjonen mottok 120 innspill innen fristen 25. mai. Disse fordelte seg om lag jevnt mellom privatpersoner og bedrifter/organisasjoner. Noen innspill kom inn også etter fristen. Alle innspillene er reflektert i denne oppsummeringen.

Det var flere synspunkter i lys av *kraftsituasjonen 2021-2022*. Flere pekte på at det burde være maksimalpris på kraft i Norge, og uttrykte skepsis til utenlandshandel. Innretning av strømstøtteordningen, blant annet for å omfatte fjernvarme, var også tema i flere innspill.

Markedsorganiseringen av kraftsystemet var tema i flere innspill. Disse gikk både på den innenlandske organiseringen og på kraftutveksling. Det ble fremmet forslag om å dele landet inn i både flere og færre prisområder.

I noen innspill ble det pekt på at markedsorganiseringen har tjent Norge godt, og at kraftutveksling og grensekryssende samarbeid gir forsyningssikkerhet og mulighet for god ressursutnyttelse. Andre var mer tvilende til nytten ved kraftutveksling, og det ble blant annet etterlyst en samfunnsøkonomisk analyse av verdien av kraftutveksling. Det ble også fremmet konkrete forslag, slik som å knytte seg tettere til det finske nettet.

Det var også synspunkter på langsiktige kraftmarkedsanalyser. Noen viste til at analyser forutsetter et stort behov for økt produksjon, mens andre uttrykte skepsis til slike analyser.

Mange av innspillene pekte på behovet for styrket innsats for *energieffektivisering*, og mange mente dette bør motta offentlig støtte. Noen pekte på at mandatet til Enova bør utvides og i større grad innrettes mot private husholdninger. Andre pekte på krav til utforming av bygg (byggteknisk forskrift) som viktig for energieffektivisering, og at kommunene kan sette krav etter plan- og bygningsloven. Blant tiltakene som ble foreslått var innføring av energiopsjoner og mål om energieffektivisering med tilhørende rapportering.

Noen innspill pekte på at det er gunstig å legge til rette for *fleksibilitet* i oppvarmingen av bygg. Det gjør det mulig med bruk av overskuddsvarme fra for eksempel industri. Blant tiltakene som ble nevnt var blant annet krav til energifleksible bygg og støtte til konvertering til energifleksible løsninger. Andre ønsker tekniske krav som tar høyde for tilført energi gjennom varmepumper. Det var også innspill om at det bør legges til rette for lokal energiproduksjon og lokal handel med energi.

Det var flere som pekte på behovet for *økt produksjon*. Flere har vist til konkrete energiformer som de mener det bør satses på, blant annet å vurdere kjernekraft, biogass, opprusting og utvidelse av vannkraft, vindkraft på land og vindkraft til havs. Andre mener det er behov for et mangfold av løsninger.

Det var flere innspill om endringer i konsesjonsprosessene for fornybar energi, blant annet innføring av regionale samarbeidsorgan. De som ønsket økt fornybarutbygging pekte blant annet på at tidsbruken i konsesjonsbehandlingen bør reduseres, for eksempel gjennom en styrket forvaltning. Det ble også påpekt at tydelige prioriteringer kan hjelpe konsesjonsbehandlingen, for eksempel ved at det tas stilling til hvor mye kraftproduksjon som skal bygges ut. Noen mente at det bør legges til rette for at innsatsfaktorer til fornybarnæringen, som mineraler, blir utvunnet eller produsert i Norge.

Når det gjelder vindkraft ønsket flere at Norge må lære av de erfaringene som er gjort med *vindkraft på land*. Noen av innspillene var nokså detaljerte om særtrekk ved vindkraft. Det ble blant annet pekt på behov for bedre konsekvensutredninger, regulering av eierskapet til vindkraft, hjemfall av vindkraftverk og bedre ordninger for lokal kompensasjon til vertskommunene. Andre pekte på at vindkraft er den mest kostnadseffektive produksjonsformen.

Særlig når det gjelder *havvind* var det flere konkrete forslag om innretningen av forvaltningen. Det var ulike synspunkter på i hvilken grad havvind skal knyttes til et Nordsjønett eller være koblet til andre lands kraftsystemer. Noen mente det burde være offentlig eierskap i havvind. Det var også kritiske røster som ikke ønsker en stor-satsing på havvind, og det ble vist til behovet for vern av havområder.

2.5 Utredninger

Utvalget har fått gjennomført tre utredninger. Den første utredningen er en analyse av drivere og usikkerhet i langsiktige kraftmarkedsanalyser. Det er Multiconsult i samarbeid med Thema som har gjennomført utredningen. Utredningen ser på hvordan langsiktige energimarkedsanalyser utføres og hvilke drivere for utviklingen fremover som har blitt identifisert i analysene. Utredningen tar også for seg informasjon om usikkerhet i analysene, hvilke bruksområder analysene er egnet for og hva de er mindre egnet for.

Den andre utredningen er en analyse av utfordringer med å balansere kraftsystemet fremover mot 2050. Det er Thema i samarbeid med Multiconsult som har gjennomført utredningen. I denne gis det en oversikt over de ulike kildene til fleksibilitet i Norge og Europa, samt drøfting av utviklingstrekk for tilbud av og etterspørsel etter fleksibilitet mot 2050. Utredningen gir også en oversikt over hva som påvirker kraftsystemets evne til å oppnå balanse, både geografisk og i tid.

Den tredje utredningen analyserer industriens kraftbehov. Det er Oslo Economics og Sintef som har gjennomført utredningen. Utredningen består både av en kvalitativ analyse av hvilke faktorer som er viktige for etablering av ny industri, og en analyse av hvilke faktorer som påvirker utviklingen i energibruken i eksisterende industri. Potensialet for energieffektivisering i større industrivirksomheter er også tatt med.

De tre utredningene ligger ved som digitale vedlegg.

Kapittel 3

Energikrise og krig i Europa

Russland invaderte Ukraina 24. februar 2022, og Energikommisjonen leverer sin rapport i en situasjon der det er krig i Europa.

Energikommisjonen ble formelt oppnevnt 11. februar 2022, og mandatet nevner naturlig nok ikke krigen. Situasjonen har preget energimarkedene i Europa, og bidratt til svært høye kraftpriser i Norge. Krigen i Europa har dannet et alvorlig bakteppe for Energikommisjonens arbeid.

Kraftprisene begynte å stige allerede i 2021. I koronapandemiens kjølvann så vi en spesielt stor gassetterspørsel. I Europa ble det en lang og kald vinter og lavere tilgang på vindkraft enn vanlig. Samtidig steg prisen i CO₂-kvotemarkedet. Høy gassetterspørsel i Asia påvirket det globale gassmarkedet, og Russland begrenset sin gasseksport fra sommeren 2021 til volumene som var omfattet av langsiktige avtaler med europeiske land. Samlet bidro det til at gassprisene steg, og dermed også kraftprisene (IEA, 2021) (IEA, 2022).

Ugunstige værforhold har bidratt til å forsterke krisen gjennom 2022. Tørke og hetebølge i store deler av Europa har gitt lavt tilsig til vannkraften, problemer med transport av kull til termiske kraftverk og problemer med kjølevann til kjernekraftverk. Etterslep på vedlikehold av kjernekraftverk har preget fransk kraftsektor.

Europa og Norge har fått rekordhøye priser på strøm, med store konsekvenser for industri, næringsliv og husholdninger. De svært høye prisene og hensynet til forsyningssikkerhet er to hovedutfordringer fremover.

3.1 En europeisk utfordring

Med sikte på å nå klimamålene under Paris-avtalen, har mange av EUs medlemsland hatt intensjoner om å fase ut sine kullkraftverk mot 2030. Tyskland, som er en viktig kraftprodusent i Europa, faser også ut kjernekraft. Over tid har dette gjort at gass har fått en mer fremtredende rolle som en stabil og relativt mindre forurensende energikilde i Europas overgangsfase. Spesi-

elt har gass vært viktig i perioder der produksjonen fra sol- og vindkraft har vært lav.

Høsten 2021 begynte Russland å redusere sine gassleveranser til EU-markedet. I siste kvartal av 2021 sank leveransen med 25 prosent sammenlignet med fjoråret (IEA, 2022). Sanksjoner, rettslige implikasjoner og en polarisert geopolitisk debatt om konsekvensene for energisikkerheten hadde preget leggingen av Nord Stream 2 lenge, og høsten 2021 ble ledningsprosjektet stanset igjen. Også dette førte til at gassprisene steg (Europa-parlamentet, 2021). Med Russlands invasjon av Ukraina i februar 2022 så vi en ytterligere destabilisering av energimarkedene, med store energikonsekvenser og økende uro.

I 2021 sto Russland for mer enn 40 prosent av gassleveransene til EU-landene, 27 prosent av oljen og 46 prosent av kullet (EU-kommisjonen, 2022). I løpet av det siste året har Europa mistet mesteparten av gassleveransene fra Russland. Dette har bidratt til energiknapphet og priskrise i Europa. Selv om det fra før er planlagt å fase ut fossile energikilder, har gass vært sett på som avgjørende viktig i omstillingsperioden.

Det er usikkert hvordan situasjonen vil utvikle seg og hvordan den vil påvirke energiprisene og den globale økonomien. Det som til nå har vært energipolitikk smelter sammen med, og underordnes, sikkerhetspolitikk. Den etablerte forståelsen av hva som er en pålitelig energikilde og -leverandør for Europa er endret, og presset på EU for å fase ut russisk olje- og gassimport er stort. Dette har også økt betydningen og verdien av gass fra norsk sokkel.

Krig er ikke en permanent tilstand, men det er lite sannsynlig at Europa vil kunne basere seg på russisk gass i fremtiden. Derfor må andre løsninger komme på plass. I øyeblikket er energipolitikken i Europa sterkt preget av usikkerhet og søken etter gode løsninger som kan stabilisere situasjonen. Den akutte situasjonen må håndteres og det må legges planer for å sikre en trygg energiforsyning med akseptable priser i fremtiden.

Redusert gasstilførsel fra Russland har i første omgang ledet til mer bruk av kull og olje i Europa. Planlagt nedstenging av kjernekraftverk i Tyskland utsettes. Vinteren 2022/2023 er det lagt opp til omfattende energisparing. Selv om Norge har bidratt med økte gassleveranser, og Europa har fått gass fra andre land i form av LNG, har flere industribedrifter stanset sin produksjon. Det kan igjen påvirke grunnlaget for den delen av norsk industri som leverer til det europeiske markedet. For å sikre leveranser på litt lengre sikt har EU-landene satt i gang betydelige investeringer i lagrings- og gassifiseringsanlegg for LNG. Se boks 11.1 for omtale av overgangen til en mer normal situasjon.

EU har lenge hatt mål om blant annet hydrogenproduksjon, energieffektivisering og fornybar energiproduksjon mot 2030. I dagens situasjon har EU valgt å akselerere sin energiomstilling og forsterke sine energipolitiske mål. Reformen av den europeiske energi- og kraftsektoren og endring i markedsdesign vurderes. Vi vet ikke hva som blir utfallet og de langsiktige konsekvensene.

Situasjonen i gassmarkedet har bidratt til uakseptable høye kraftpriser i alle land, og det har vært nødvendig å innføre strømstøtteordninger for å avhjelpe situasjonen. Diskusjoner om krisetiltak for å håndtere økende energipriser og sikre forsyningssikkerheten i Europa både på kort og lang sikt preger nyhetsbildet.

Det som skjer i Europa, påvirker også Norge i svært stor grad. Våre vannmagasiner og olje- og gassressurser er mer verdifulle enn noen gang. Men forbrukerne, og de deler av næringslivet som ikke har fastpriskontrakter, har strømutgifter som er uakseptable. For mange er strømutgiftene ødeleggende for økonomien.

Energikommisjonens mandat er rettet mot 2030 og 2050. Kommisjonen legger til grunn at vi vil få et energi- og kraftsystem basert på fornybare energikilder. Energikommisjonen er derfor opp-tatt av at det bygges gode institusjoner, som legger grunnlaget for effektiv utnyttelse av alle energiressurser og fleksibilitetsressurser, og som gir god forsyningssikkerhet. Det vil bli krevende å nå de langsiktige målene. Den akutte situasjonen som følger av krigen, bør ikke lede til at det tas beslutninger som reduserer effektiviteten og forsyningssikkerheten i systemet.

3.2 Utredninger av kraftsituasjonen 2021/2022

Som følge av de høye kraftprisene satte Olje- og energidepartementet i 2022 ut fem oppdrag om

utredning av aspekter ved kraftsituasjonen 2021/2022. Resultatet fra utredningene ble lagt frem i Prop. 1 S (2022–2023) for Olje og energidepartementet.

De fem utredningene blir kort oppsummert her, basert på omtalen i statsbudsjettet for 2023.

Virkningen for husholdningene

Statistisk Sentralbyrå (SSB) har vurdert virkningene for husholdningene av økte strømpriser, og evaluert støtteordningen som Stortinget vedtok i desember 2021. SSB fant blant annet at de økte utgiftene hadde størst negativ virkning for husholdninger med lav inntekt. Husholdninger med høyere inntekter fikk en større økning i utgiftene, men har både større evne til å betale økte utgifter og større mulighet til å gjennomføre energisparetiltak. SSB fant at husholdningene har hatt en betydelig strømsparing. SSB fant også at strømstøtteordningen har hatt stor innflytelse på husholdningenes økonomi, og har vært spesielt viktig for husholdningene med de laveste inntektene. Utbetalingene til strømstøtte øker imidlertid i gjennomsnitt over inntektsgrupper.

Virkningen for norsk økonomi

DNV og Vista Analyse har gjennomgått virkningene av høye strømpriser på norsk økonomi. Analysen viser at de økte strømprisene har ført til et lavere kraftforbruk og lavere aktivitetsnivå i næringslivet. Kraftintensiv industri hadde en mindre nedgang i aktiviteten enn annen næring, særlig fordi det i denne sektoren er utbredt bruk av langsiktige kontrakter om kraftleveranser.

Finansielle markeder og prissikring

Thema har gjennomgått status for de finansielle markedene i Norden med tanke på prissikringsmulighetene til kraftleverandørene i Norge. De foreslår en rekke tiltak, som ikke oppsummeres her. Energikommisjonen har vurdert organiseringen av de finansielle markedene til å ligge utenfor kommisjonens mandat.

Magasindisponeringen

Sintef analyserte magasindisponeringen gjennom høsten 2021 og virkningene av norsk krafteksport. Sintefs rapport var ikke tilgjengelig før Energikommisjonens rapport ble ferdigstilt. De foreløpige resultatene er gjengitt i Olje- og energidepartementets Prop. 1 S (2022–2023).

Produsentenes beslutninger om magasinindisponering blir alltid tatt under stor usikkerhet om fremtidige nedbørsforhold og priser. Prisforventningene avgjør produsentenes vurderinger av den fremtidige verdien av vannet i magasinene. I simuleringene fant Sintef at magasinindisponeringen i stor grad samsvarte med produsentenes prisforventninger. Følgende observasjoner ble gjort:

- I 2021 ble fyllingsgraden redusert fra å være over gjennomsnittlig før uke 26 til under gjennomsnittlig og videre ned mot minimum fyllingsgrad i statistikken frem mot uke 38.
- Fra uke 38 holdt fyllingsgraden seg lav ut hele 2021, på tross av at tilsiget var høyere enn normalt og at man typisk vil redusere produksjonen ved lav fyllingsgrad. En viktig forklaring er at de europeiske terminprisene økte utover høsten 2021 samtidig som produsentene forventet en normalisering lengre frem i tid. Det fremstod derfor som optimalt å produsere mye selv om magasininfyllingen var lav.

Beregninger fra NVE og andre analysemiljøer tyder likevel på at det høsten 2021 ble produsert og eksportert noe mer fra Norge enn den spesielle prisutviklingen tilsa (Sintef, 2022).

Høye europeiske kraftpriser og forventningen om normalisering av prisbildet litt lenger frem i tid, var den viktigste grunnen til at det ble høy produksjon og mye eksport fra Norge høsten 2021.

Sintef simulerte også utviklingen i kraftsystemet gjennom uke 36 til uke 52 i 2021 med og uten overføringskablene til Tyskland og Storbritannia. Simuleringen er gjort for 40 ulike værår. Sintef fant at kablene bidrar til å heve kraftprisen på Østlandet med i størrelsesorden 15-25 øre/kWh, tilsvarende mellom 14 og 26 prosent.

Tiltak i markedet

Afry og Menon Economics har vurdert tiltak som makspris i engrosmarkedet, magasinrestriksjoner, eksportrestriksjoner, utbygging av nett, tiltak i sluttbrukermarkedet og en modell for en stats-eid kraftleverandør. Tiltakene rettet mot sluttbrukermarkedet er ikke nærmere omtalt her, fordi det forstås å være utenfor Energikommisjonens mandat.

Krav til magasininfylling

Et av tiltakene Afry og Menon har modellert er at det settes et minimumskrav for magasiner i hvert prisområde med varighet fra uke 40 til og med

uke 18 året etter. I analysen ble minimumskravet for hvert magasin satt til 10 prosent over den laveste fyllingsgraden som er målt de siste 20 årene for hvert prisområde.

De fant at det vil lede til en svak nedgang i prisen i Sør-Norge. I følge analysen blir fyllingsgraden høyere enn uten reguleringen, og effekten er sterkere i Sør-Norge enn i Nord-Norge. I Nord-Norge fant de en svak prisøkning.

Begrensning av krafteksporten

Afry og Menon har også vurdert tiltak som har til hensikt å begrense Norges eksport til utlandet fra Sør-Norge.

I analysen har de halvert kapasiteten mellom Sørvest-Norge (NO2) og Storbritannia, Tyskland og Nederland i forhold til normal kapasitet. Importmulighetene er ikke avkortet. De fant at eksportrestriksjonen har begrenset effekt på magasininfyllingen i Sør-Norge. Tiltaket ga en lavere kraftpris i Sør-Norge, og denne effekten blir større dersom de forutsetter høyere gasspris.

I en analyse der eksportkapasiteten er satt til null ut av Sørvest-Norge (Tyskland, Storbritannia, Nederland og Danmark) vil minste magasininfylling for alle prisområdene i Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) øke. Simuleringene som Afry og Menon har gjort, tyder på at vanntapet under snøsmeltingen vil kunne bli stort uten eksportmuligheter fra Sørvest-Norge. De fant en betydelig reduksjon i kraftprisene i alle prisområdene i Norge, særlig i Sør-Norge i år med høyt tilsig.

Afry og Menon har også analysert virkningen av en eksportavgift. I en situasjon med relativt store prisforskjeller mellom Norden og Europa, fant Afry og Menon at en eksportavgift måtte være relativt høy for å ha effekt på handelen. Virkningen av en høy avgift på eksport over utenlandsforbindelser ut av Sørvest-Norge (NO2), ligner effekten av å begrense eksportkapasiteten, både for pris og magasininfylling. Afry og Menon anser at eksportreduksjon generelt vil være i strid med gjeldende avtaler om frihandel, men viser til at det finnes unntak for tiltak som tar sikte på å hindre varemangel. Det er viktig å vurdere mulige reaksjoner fra naboland, og hvordan det vil kunne påvirke forsyningssikkerheten i Norge negativt i perioder hvor Norge har importbehov.

Makspris i engrosmarkedet

Afry og Menon har vurdert makspris i engrosmarkedet. Makspris innebærer at produsentene ikke kan selge strøm til en høyere pris enn makspris,

selv om det er betalingsvillighet for det i markedet.

Med et slikt tiltak mister produsentene signaler om at de bør spare vann, og forbrukerne får ikke signaler om at de bør spare energi, når ressurs situasjonen tilsier det. Dersom maksprisen blir satt lavere enn prisene i landene rundt oss, vil Norge bli satt i en eksportsituasjon uavhengig av den nasjonale ressurs situasjonen.

Afry og Menons vurdering er at en makspris i engros markedet vil kunne gi lavere strømpris for forbrukerne på kort sikt. Tiltaket vil gi betydelige utfordringer knyttet til forsyningssikkerheten i Norge over tid. I en anstrengt ressurs situasjon vil effekten på forsyningssikkerheten bli enda mer utfordrende.

Utbygging av innenlandsk nett og utnyttelse av eksisterende nett

Afry og Menon har analysert de generelle konsekvensene av å øke kapasiteten mellom nord og sør i Norge. De har sett på to alternativer: økt overføringskapasitet i Norge fra nord til sør, og økt overføringskapasitet i Norden.

Med større overføringskapasitet er det mulig å overføre mer kraft til områder med underskudd. Mulighetene til å utnytte fleksibiliteten i vannkraften blir bedre, vanntapet blir redusert og forsyningssikkerheten sør i Norge blir styrket. I Midt- og Nord-Norge vil økt overføringskapasitet trolig bidra til en prisøkning. Prisnedgangen i Sør-Norge blir mer beskjeden.

Kapittel 4

Energiloven: Et historisk tilbakeblikk

Stortingets vedtak av energiloven i 1990 var epokegjørende. Med dette vedtaket ble organiseringen av kraftforsyningen i Norge fundamentalt endret. Stortinget og lokale myndigheter skulle ikke lenger vedta kraftprisen. Det ble et skille mellom nettvirksomhet, som var et naturlig monopol, og produksjon og salg av elektrisk energi som kunne konkurransesettes. Den organiseringen som ble innført i 1990 er fortsatt gjeldende.

Den gang som nå var de naturgitte forholdene et viktig utgangspunkt. Norge er et vannkraftland, et vinterland og et langstrakt land.

Erfaringene med utviklingen av kraftmarkedet og energisystemene etter innføring av energiloven må vurderes på bakgrunn av formålet med loven. Hvilke problemer skulle den bidra til å løse, og ble problemene løst? For å svare på dette er det nødvendig å gå tilbake i tid og se på hvordan kraftforsyningen var organisert før energiloven. Det er nødvendig å skille mellom de erfaringene som kan knyttes direkte til reguleringer av marked og monopol, og andre beslutninger som har påvirket utviklingen av kraftmarkedet i løpet av de 32 årene etter at energiloven ble vedtatt.

4.1 Før energiloven

De naturgitte forholdene var et viktig utgangspunkt for organiseringen av kraftsystemet. De fleste steder i landet var det mulig å finne vannkraftressurser for elektrisitetsproduksjon. Lokale myndigheter og industrien fant selv løsninger i en tidlig fase av elektrifiseringen av landet.

Elektrisitet er ikke en vanlig vare. Det er en ferskvare der leveransene må skje momentant, det er et selvbetjeningsmarked der bruken varierer både over døgnet og året, og den krever en egen infrastruktur. Gode tekniske og organisatoriske løsninger er nødvendig i alle kraftsystemer. Norge hadde en tilleggsutfordring sammenlignet med landene som baserte seg på kullkraft. Kull kan lagres og landene kan kontrollere tilgangen av energi til elektrisitetsproduksjon. I Norge var

det vann som var energiresursen og tilsigete varierte mye. I perioden 1958-2016 var tilsigete av vann 76 TWh høyere i det våteste året enn i det tørreste.

Å sikre kraftforsyning over hele landet, gjennom hele året, i både våte og tørre år, sto sentralt i reguleringen av sektoren. Stortinget bestemte at visse kraftprodusenter – engrosverk – skulle sikre leveranser av elektrisitet i 27 av 30 år i avgrensede områder. Dette ansvaret kaltes oppdekningsplikt.

Etterspørselen etter elektrisitet økte, og Stortinget fikk forelagt prognoser for utviklingen. Kraftprodusentene så hen til disse prognosene og planla kraftutbygging i sine områder deretter. Denne modellen ledet til at det samlet ble produsert mer kraft i landet enn det ble etterspurt.

Ingeniørene som utviklet kraftsystemet, var opptatt av å husholdere med vannressursene og drive systemet mest mulig effektivt. Kraftutbygging var kostbart, og det var økende motstand mot nye utbygginger. Konfliktene var knyttet til naturmiljø og forholdet til etniske minoriteter.

Kraftverkene ble bygget med kapasitet til å ta unna mer enn den normale vannføringen. Det ble bygget vannmagasiner slik at produsentene kunne holde vann tilbake i magasinene og fordele produksjonen over døgnet og året. Etter hvert ble det også bygget magasiner som kunne samle vann over flere år. Kraftverk med liten eller ingen reguleringsevne, elvekraftverkene, måtte produsere når det var vannføring og andre kraftprodusenter kunne holde vann tilbake i magasinene.

Det ble også pumpet vann opp til magasinene når det var kraftoverskudd.

Den første regionale samkjøringen av kraftverk ble utviklet allerede på 1920-tallet, basert på avtaler mellom produsentene. I 1971 etablerte kraftprodusentene en landsomfattende forening, Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Samkjøringen utviklet et marked der produsentene kunne selge og kjøpe overskuddskraft. Industri med mulighet for å veksle mellom bruk av kraft og olje eller bioenergi fikk også mulighet til å handle kraft på samkjøringsmarkedet.

Med etablering av Samkjøringen, og en børs for overskuddskraft, ble verdsettingen av vannet i magasinene satt i system. Samkjøringsprisen (pris på tilfeldig kraft), og forventinger om fremtidige priser, ga kraftprodusentene bedre muligheter for å vurdere hva vannet i magasinene var verdt (vannverdien). Det ga igjen et grunnlag for å vurdere når de skulle produsere og når de skulle holde vann tilbake. I vårflommen ville prisen typisk være lav, og produsenter med vannmagasiner kunne holde vann tilbake med forventning om høyere priser til vinteren.

Samkjøring av kraftverkene krevde overføringslinjer, og de tekniske og økonomiske mulighetene for å bygge slik infrastruktur utviklet seg over tid. Lenge ble kraftprosjekter og industrietablering planlagt under ett i områder med gode vannressurser. Et hovednett som knyttet landet sammen ble gradvis etablert, og i 1994 ble Nord-Norge knyttet til nettet som den siste landsdelen.

Lenge var det ingen overføringslinjer til utlandet. Helt frem til 1960 var produksjonen av elektrisitet i Norge lik bruken til enhver tid. Dette var mulig fordi det var overkapasitet, og vann som kunne gitt kraftproduksjon ble sluppet forbi turbinene i våte år. Dersom Norge ble knyttet til et land med kullkraft eller kjernekraft ville det være mulig å importere kraft i tørre år, og få avsetning av kraft som ellers ville gått til spille i våte år. Det ville være til gjensidig nytte for begge landene. I 1990, da energiloven ble vedtatt, hadde Norge overføringsforbindelser til Sverige, Finland, Danmark og Sovjetunionen. Lederne i de største kraftselskapene forhandlet om vilkårene for kortsiktig kraftutveksling og etablerte en oppgjørsordning der inntektene ble fordelt. Samkjøringsbørsen var sentral i organiseringen. Den enkelte produsent hadde ikke innflytelse på om det ble importert eller eksportert elektrisitet.

Vannmagasiner, pumpekraft, et hovednett som knyttet landet sammen, utenlandsforbindelser og samkjøringen av kraftverkene var med på å gi fleksibilitet til å håndtere de store variasjonene i vanntilslaget. Norge hadde utviklet et effektivt og solid kraftsystem. Systemet var likevel mindre diversifisert enn i nabolandene, der energipolitikken var mer integrert med bolig- og bygningspolitikk og byutvikling. De hadde stort innslag av fjernvarme i byer og tettsteder. I Norge var elektrisitet billigere enn i andre land og vi ble i økende grad avhengig av elektrisitet til tappevann og romoppvarming i vintersesongen, når vannføringen var lav. Landenes retningsvalg var påvirket av de naturgitte forutsetningene for energiproduksjon.

4.2 Problemet

Det var flere indikasjoner på at utnyttelsen av vannressursene kunne forbedres ytterligere. Selv om det var gode systemer for å fastsette vannverdier, var prisen til sluttbrukerne uavhengig av sesong og om det var tørre eller våte år. På slutten av 1980-tallet rant om lag 5-6 prosent vann forbi driftsklare maskiner når det var mye nedbør, fordi det ikke var avsetning for kraften. Få sluttbrukere ble motivert til å utnytte overskuddskraft eller begrense elektrisitetsbruken i tørre år. Bare deler av industrien, og land vi eksporterte til, fikk tilgang til rimelig kraft når vannverdiene var lave.

Prisen ble bestemt for ett år av gangen ut fra selvkost i de ulike forsyningsområdene. Statkraftprisen til alminnelig forsyning ble fastsatt av Stortinget og lokalt ble prisen satt av kommunestyre. Prisen reflekterte utbyggingskostnadene og hvor mye av gjelden som var nedbetalt i selskapene. Prisen til sluttbrukere varierte mye over landet, og innenfor de enkelte fylker. Stortinget salderte Statkrafts budsjett fordi utbyggingskostnadene var økende og det var kostnadsoverskridelser. I 1978 gikk Stortinget bort fra prinsippet om å benytte selvkost ved fastsettelse av statkraftprisen og prisen ble trappet opp til over 40 øre/kWh målt i 2021-priser. Kraftintensiv industri sto i en særstilling med gamle langsiktige kraftkontrakter med lave priser.

Ettersom elektrisitetsforsyningen hadde vokst frem gjennom lokale initiativer, var det svært mange distribusjonsverk i Norge. Det var oppmerksomhet om at større enheter ville være mer effektivt og det var mange sammenslutninger, ofte som følge av kommunesammenslåinger. I året før energiloven ble vedtatt var det fortsatt 235 distribusjonsverk, og mange av disse var svært små.

4.3 Energiloven

Lovreguleringene av energisektoren var spredt og i 1990 ble lovverket samlet i «Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven)». Lovens formål var å «...sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt». Etter 2002 har formålet også omfattet *bruk* av energi.

Det var dereguleringen av markedet, med innføring av markedsbasert kraftomsetning, som var det fundamentalt nye elementet i lovgivningen. I

forarbeidene til odelstingsproposisjonen om energiloven heter det at «Stivheten i kraftomsetningen reduserer verdien av vannkraften og stiller store krav til magasinerings og utveksling med utlandet» (Olje- og energidepartementet, 1990). Det var særlig måten kraften ble priset på som skapte denne stivheten. For at utnyttelsen av elektrisk kraft hos sluttbrukerne skulle bli bedre måtte prisen jevnes mer ut over landet og mellom grupper. Det ville gi mer like insentiver til energieffektivisering. Forbrukere som hadde mulighet til fleksibel utnyttelse av flere energibærere, som olje og ved, burde få motivasjon til å redusere elektrisitetsbruken ved knapphet på kraft. Det ble også pekt på at det var mulig å effektivisere selve kraftsektoren ved blant annet å bygge billige kraftverk før de dyre ressursene ble tatt i bruk, redusere antall distribusjonsverk og drive disse mer effektivt. Markedsbasert kraftomsetning og monopolkontroll med nettet skulle bidra til å skape mer fleksibilitet og effektivitet i kraftsektoren.

Trenden med deregulering var global. Mange land, herunder Storbritannia, Chile og Argentina, var også tidlig ute med å deregulere kraftmarkedet. Disse landene valgte å privatisere både kraftproduksjonsanlegg og kraftlinjer, til dels av ideologiske grunner. Noen land hadde et ønske om å tiltrekke seg utenlandsk kapital. I Norge var ikke privatisering en viktig del av debatten om deregulering.

Det var få lovbestemmelser som la grunnlag for en markedsbasert kraftomsetning. Det ble innført et krav om konsesjon for omsetning av elektrisk kraft. I hht. § 4-3 kunne det settes vilkår om

1. «...den interne organiseringen og regnskapsførsel i energiverket,
2. ...tariffer for overføring og at konsesjonæren skal stille ledningsnettets ledige kapasitet og/eller overføringsevne til disposisjon for andre som forestår elektrisitetsforsyning og for produsenter og brukere av elektrisk energi».

Det ble fastslått at konsesjonæren plikter å «...gi opplysninger av teknisk og økonomisk art som er nødvendig for utøvelse av myndighet...». Det ble også fastsatt at «Uten konsesjon kan ingen andre enn staten foreta utførsel eller innførsel av elektrisk energi, jf. § 4-2».

4.4 Ti år med utvikling av markedet

Det ble signalisert en rekke oppfølgingspunkter i energilovsproposisjonen. I de ti årene som fulgte ble det gjort flere endringer i organiseringen av

sektoren, og etablert regelverk for å sikre at konkurransen skulle være reell og at nettselskapene skulle effektivisere virksomheten.

Statkraft ble delt slik at Statnett SF fikk ansvaret for det landsomfattende overføringsnettet (sentralnettet) og Statkraft SF fikk ansvar for de statseide kraftverkene. Selskapene ble organisert som statsforetak etter en ny lov som var etablert for statlige selskaper, lov om statsforetak. Det innebar at selskapene kunne føre tilsvarende type regnskap som aksjeselskaper, med avskrivning av anlegg. Det ble fastsatt åpningsbalanser for selskapene, og de fikk en bedre oversikt over verdiene. De fikk større frihet i finansieringen av virksomheten. Fra 1993 måtte alle selskap i kraftforsyningen føre regnskap etter aksjelovens prinsipper, uavhengig av selskapsform.

Det var en viktig erkjennelse i forberedelsene til energiloven at strømmen i nettet ikke ble påvirket av kraftkontrakter som ble inngått mellom selgere og kjøpere. Det var fysiske lover som styrte strømmen. Når noen byttet kraftleverandør, ville den fysiske virkeligheten være uendret. Det var derfor ikke rasjonelt å basere overføringstariffer på geografisk avstand. Det ble innført et punktтарiffsystem der produsenter betalte én tariff for å levere kraft på nettet, mens sluttbrukerne betalte én tariff for å ta kraft ut. Innføringen av punktтарiffsystemet var en viktig regulering som sikret at kundene enkelt kunne få tilgang til nettet og bytte kraftleverandør. NVE fikk i oppgave å føre monopolkontroll med nettet.

I forskrift ble det fastsatt at kundene skulle ha adgang til nettet på ikke-diskriminerende vilkår. På sluttbrukernes strømregning ble nettleien og strømprisen synliggjort hver for seg.

Det ble satt rammer for utforming av nettтарiffer og for nettselskapenes inntekter. De første årene ble nettselskapenes avkastning regulert. Senere ble det utviklet en modell for å sammenligne effektiviteten i selskapene, og fra 1997 har mindre effektive selskaper fått lavere avkastning enn de mest effektive. I reguleringen blir det tatt hensyn til nettselskapenes oppgaver og ulike rammevilkår, blant annet geografiske og topografiske forskjeller. Etter hvert ble det innført en ordning der forbrukerne fikk erstatning ved lengre avbrudd i leveringen av strøm.

Det ble etablert en markeds plass for kraft slik at prisfastsettelsen ble gjennomslagskraftig. Samkjøringen ga et godt utgangspunkt for å lage en slik markeds plass. Statnett Marked, senere Nord Pool, ble etablert i 1993 som et datterselskap av Statnett. Det ble etablert et spotmarked der prisen ble dannet for hver time. Det var også markeder

for å balansere systemet innenfor timen og for lengre standardiserte kontrakter. Disse markedene var åpne for produsenter, kraftleverandører og større sluttbrukere.

Det ble fastsatt forskrifter for måling og avregning av kraft. For husholdningskunder var det ikke rasjonelt å måle elektrisitetsbruken time for time, eller handle direkte i spotmarkedet. Egne strømleverandører fant et marked i å betjene små kunder. I mangel av timesmåling ble det lagt til rette for at husholdningskundene kunne avregnes etter en forbruksprofil som gjaldt for alle kundene i større områder. Fra 1997 kunne husholdningskunder skifte strømleverandør kostnadsfritt.

Organiseringen av utenlandshandelen ble ikke vesentlig endret de første årene etter energiloven, den kortsiktede kraftutvekslingen ble videreført gjennom Statnett marked. Oppgjørsordningen for handelen ble etter hvert avvirket.

I kraftmarkedet har selve markedesdesignet og det regulatoriske rammeverket vært viktig for å sikre velfungerende konkurranse. Hovedstrukturen i reguleringene som ble innført etter energiloven har bestått, selv om det er justert og strammet inn i flere omganger. NVE har vært regulator for markedet. Konkurransetilsynet har ført tilsyn med oppkjøp og fusjoner mellom kraftleverandører. Forbrukertilsynet har ført tilsyn i henhold til markedsføringsloven, prisopplysningsforskriften og angrerettloven.

4.5 Erfaringer

Det har gått 32 år siden energiloven ble vedtatt. En vurdering av erfaringene med energiloven må gjøres på bakgrunn av de problemer den var ment å bidra til å løse. Nådde markedsprisen frem til sluttbrukerne, og ble det forbrukerrespons på prisen? Ble prisen jevnet ut mellom kundegrupper? Ble det effektiv konkurranse? Fikk vi et mer effektivt strømnnett og færre selskaper? Ble kraftsektoren som sådan mer effektiv? Markedsutviklingen er blitt fulgt tett av myndighetene, forskningsmiljøer, analysemiljøer, bransjen selv, sluttbrukergrupper og interessenter som leverer produkter og tjenester.

I figur 4.1 vises utviklingen i prisen på tilfeldig kraft fra 1980 til 1990 og spotprisen i Oslo fra 1991 til 2021, omregnet til faste 2021-priser. Prisen har variert omkring 33 øre/kWh i gjennomsnitt både i spotmarkedet og i markedet for tilfeldig kraft. Det har vært perioder med lite nedbør og høye priser, og andre perioder med mye nedbør og lave priser. I figuren vises også statkraftprisen fra 1980 til

1990, som gradvis ble justert opp til et nivå som skulle reflektere kostnaden ved å bygge nye anlegg. Statkraftprisen var dermed uavhengig av variasjonene i vanntilsiget. I 1990 var statkraftprisen 41 øre/kWh, mens ressurs situasjonen dette året, representert ved prisen på tilfeldig kraft, skulle tilsi en pris på ca. 17 øre/kWh. Andre år var prisen på tilfeldig kraft høyere en statkraftprisen, noe som indikerer at det var lite nedbør.

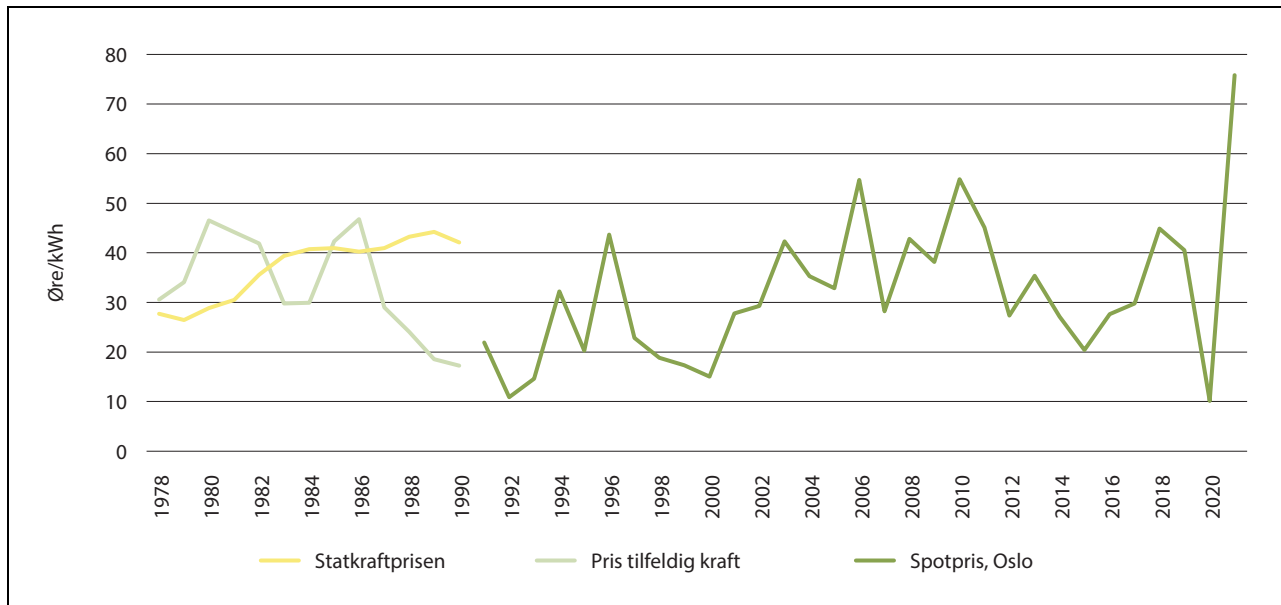
Kraftåret 2021/2022, med uvanlig høye spotpriser i Sør-Norge, skiller seg kraftig ut fra erfaringene fra de første 30 årene med energiloven, og dette omtales særskilt i kapittel 3, 11 og 13.

4.5.1 Markedsadgang

Energiloven la opp til at alle sluttbrukere skulle få markedsadgang og mulighet til å dra nytte av de lave prisene man hadde sett i markedet for tilfeldig kraft, og stilles overfor høyere priser når ressursene var knappe. I lange perioder har spotprisen beveget seg ned mot nivået på fastprisavtalene for kraftintensiv industri og treforedling. Det ble forventet at sluttbrukerne ville senke strømbruken når prisen var høy. Dersom dette skulle bli mulig var det viktig at alle kunder hadde markedsadgang.

Markedsadgangen for sluttbrukerne ble gradvis forbedret og man kunne etter hvert skifte leverandør gebyrfritt bare ved å henvende seg til ny leverandør. Mens man før energiloven så store variasjoner i pris innenfor det enkelte fylke og over landet, ble det nå opp til sluttbrukerne selv å skaffe seg gode vilkår. En økende andel av sluttbrukerne i alminnelig forsyning har valgt å bytte leverandør og knytte prisen til spotprisen.

Elektrisitet er et homogent produkt, det er et stort antall kraftleverandører og Forbrukerrådet har ført oversikt over leverandørenes vilkår. Selv om det er tilrettelagt for markedsadgang kan det være komplisert å forholde seg til produktet strøm, særlig for husholdningskundene. Det forekommer at kraftleverandører endrer vilkår uten at forbrukerne oppfatter dette. Det er tilfeller av at kraftleverandører tar svært høy avanse, selv om det ikke er hovedregelen. Samtidig utvikler enkelte kraftleverandører tilleggsprodukter, som apper der sluttbrukerne kan følge strømbruken og priser. Det er i ferd med å komme aggregatører i markedet som kan selge fleksibilitet fra en gruppe kunder til nettselskaper med knapp kapasitet. Energieffektivisering og fleksible varmeløsninger omtales stadig oftere i sammenheng med alternativer til nettinvesteringer og muligheter til å balansere kraftsystemet.



Figur 4.1 Pris på tilfeldig kraft, statkraftpris og spotpris, faste 2021-priser. Øre/kWh

Kilder: Statistisk sentralbyrå og Olje- og energidepartementet.

Arbeidet med å legge til rette for et mer velfungerende og forbrukervennlig strømmarked pågår fortsatt. Høsten 2022 ble det vedtatt endringer i prisopplysningsforskriften og forskrift om kraftomsetning og netjtjenester med skjerpede krav til informasjon ved markedsføring og på fakturaen.

4.5.2 Respons på priser

Da det første tørråret (1996) kom med prisøkning i spotmarkedet, var markedet fortsatt umodent. Husholdningene og industrien hadde stort sett faste priser og prissignalene nådde i liten grad frem til sluttbrukerne. Da høsten 2002 kom med lite nedbør og høye strømpriser kom det markedsrespons utover vinteren både blant husholdninger og næringskunder. Kraftintensiv industri og treforedling med langsiktige kontrakter valgte i noen grad å videreselge kraften da prisene ble høye. Treforedlingsindustrien utnyttet også muligheten til å bruke bioenergi og olje i stedet for elektrisitet. Det var tørrår med høye priser også i 2006 og 2010. I en rapport fra 2012 konkluderer SSB med at «I alle de analysene vi har gjort, ser vi at det finnes prisrespons for etterspørselen, både på kort sikt i spotmarkedet og på litt lengre sikt i sluttbrukermarkedet» (Halvorsen, 2012). I slike år med høye priser har vi også sett at salget av oljeprodukter og bruken av ved har økt, salg av varmepumper har tatt seg opp og fjernvarmeverkene har redusert el-andelen i brenselmiksen.

4.5.3 Konkurransen

For at energilovens intensjoner skulle oppfylles var det viktig at det kom i stand reell konkurranse i markedet. De første årene etter energiloven, da spotprisen ble svært lav, mistenkte Prisdirektoratet at strømprodusentene gjorde forsøk på å samarbeide om å få opp prisen, men det førte ikke til sanksjoner mot selskapene. Etter at det kom på plass en felles norsk-svensk kraftbørs i 1996, og flere land etter hvert sluttet seg til markedet, har den enkelte produsent fått en mindre sterk stilling og faren for skadelig utnyttelse av markedsrett er redusert. Undersøkelser som Konkurransetilsynet fikk utført i 2017 og 2021 indikerer at bedriftene i stor grad søker å unngå å bryte konkurransereglene.

4.5.4 Effektivitet i kraftsektoren

Det er ikke gjort særskilte undersøkelser av effektiviteten i investering og drift av kraftverk og nettvirksomhet etter energiloven.

Fleksibilitet på forbrukssiden skulle bidra til at mer vann ble utnyttet ved høy vannføring fordi det kunne bli avsetning for kraften i markedet. Mindre vann skulle renne forbi driftsklare maskiner. Fleksibilitet på forbrukssiden gir et viktig bidrag til å utnytte mer av kraften når den er billig. Muligheten til å veksle mellom bruk av olje og strøm har samtidig blitt gradvis mindre i Norge, og fra 2020 ble det forbudt å bruke olje til oppvarming i bygg. Det utvikles nå nye kilder til fleksibilitet

med batterier, hydrogen, lagring av varme mv. Økt utvekslingskapasitet har også i stor grad bidratt til at det har blitt avsetning på kraft i våte år.

Sammenslåing av nettselskaper har fortsatt. I 2022 er det under 100 nettselskaper i Norge, mot 235 distribusjonsverk i 1989. De studiene som er gjort viser en forbedring i produktiviteten i selskapene på i gjennomsnitt mellom 0,3 og 1,3 prosent per år (RME, 2022).

I overkant av 90 selskaper drev med omsetning av kraft i 2020, mot ca. 30 i 1997. Dette er en markant økning som delvis må tilskrives at det er blitt krav om selskapsmessig skille mellom nett og konkurranseutsatt virksomhet, og delvis at det har kommet nye uavhengige strømleverandører. I overkant av 40 selskaper drev med kun sluttbrukersalg i 2020, de øvrige var enten rene engrosverk (ca. ti stk.) eller drev både i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet.

Forsyningssikkerheten i kraftsystemet har vært god i Norge. Det har vært et viktig spørsmål om det deregulerte markedet ville gi tilstrekkelige signaler til nye investeringer. De første årene etter energiloven kom på plass var prisene svært lave. Samtidig var det også god produksjonskapasitet i systemet, så slik sett var det ikke behov for høye priser som skulle gi insentiver til mer utbygging. Investeringene tok seg opp utover 2000-tallet, både i nett og produksjon. Investeringene i produksjonskapasitet tok seg særlig opp etter at elsertifikatmarkedet, som var en subsidieordning, ble innført. Investeringene kom særlig i form av vind- og småkraft.

4.6 Andre beslutninger har påvirket kraftsystemet

Energiloven gav et rammeverk for deregulering av kraftsektoren. Dereguleringen innebar ikke at vi fikk en kraftsektor med mindre reguleringer, tvert imot krevde den nye markedsorganiseringsen at det ble innført en rekke nye forskrifter. Markedet, og investeringer- og drift av anlegg, er mer gjennomregulert enn tilfellet var før 1990. Det er i tillegg tatt en rekke andre beslutninger som også påvirker kraftsystemet uten at det kan knyttes direkte til at det ble innført markedsbasert kraftomsetning.

Nettet er ikke konkurranseutsatt på samme måte som kraftomsetningen og må planlegges av nettselskapene, slik det ble gjort også før energiloven. Det skjer en koordinering av planleggingen gjennom regionale kraftsystemutredninger der de

ulike nettselskapene er pålagt å delta. Kommunene er også involvert i kraftsystemplanleggingen. Det har vært utfordrende å få til en reell vurdering av ulike tiltak opp mot hverandre. For eksempel blir fjernvarme og andre alternative løsninger i liten grad trukket inn når man vurderer behovet for nettførsterkninger. Statnett har ansvaret for å planlegge og bygge ut transmisjonsnettet. NVE gir konsesjoner til bygging av linjer og det er ofte en tidkrevende prosess. Strømnettutvalget har gitt en rekke anbefalinger for å korte behandlingstiden for nettanlegg, og å utnytte eksisterende kapasitet bedre (Strømnettutvalget, 2022).

Knapphet på overføringskapasitet gjorde at Statnett innførte prisområder i nettet. Med prisområder ble det dannet ulike priser på de ulike sidene av flaskehalsene i nettet slik at det ble balanse mellom produksjon og forbruk. Prisområder synliggjør begrensningene i nettkapasiteten. Sverige benyttet lenge motkjøp for å håndtere flaskehals i overføringen mellom ulike områder. Svenska Kraftnät betalte da produsenter for å øke produksjon bak flaskehals slik at prisen falt. Utgiftene ble fordelt på nettkundene. Etter press fra Danmark, som klaget på at Sverige begrenset sin import, innførte Sverige fire prisområder for å håndtere interne flaskehals. Danmark har på sin side innført to prissoner. De fleste land i Europa har fremdeles bare ett prisområde og benytter fortsatt utelukkende motkjøp i sin flaskehalsbehandling.

Det har jevnt over vært små forskjeller i prisen mellom prisområdene, med unntak av en periode rundt 2008 da prisen var høyere i de nordlige landsdeler enn i de sørlige. Med etableringen av nye overføringslinjer ble flaskehalsen løst opp. Utbygging av overføringslinjer krever konsesjon, og saksbehandlingen går over mange år. I 2021/2022 har nettkapasiteten mellom nord og sør vært fullt utnyttet store deler av tiden. Prisforskjellene mellom områdene har vært uvanlig store med svært lave priser i nordlige landsdeler, se kapittel 11.

Utbygging av kraftverk krever konsesjon. Det er i dag god lønnsomhet i både vannkraft og vindkraft, men det er ofte stor motstand mot utbyggingsprosjektene og konsesjonsbehandlingstiden er lang. Gasskraftverk, som kunne gitt noe fleksibilitet i systemet, har det vært stor motstand mot å bygge i Norge på grunn av klimagassutslipp. De gasskraftverkene som er bygd er nedlagt eller i ferd med å legges ned. Det vises til kapittel 10 for drøfting av produksjonsmuligheter.

Med energiloven skulle ny produksjon i utgangspunktet komme dersom den var lønnsom.

Politisk var det likevel sterke ønsker om å stimulere kraftutbyggingen. Fra 2012 til 2021 ble nye produksjonsanlegg subsidiert gjennom et felles norsk-svensk elsertifikatsystem. Ordningen ble begrunnet med at Norge skulle oppnå målet om en fornybarandel på 67,5 prosent i 2020. Målet ble satt etter drøftinger med EU om å ta fornybardirektivet inn i EØS-avtalen (Utenriksdepartementet, 2011). Nye vannkraftverk og vindkraftverk har dominert i elsertifikatordningen. Forbrukere innenfor alminnelig forsyning har hatt plikt til å kjøpe sertifikater, og på den måten dekket utgiftene ved ordningen. Elsertifikatprisen har i de senere år vært lav som en følge av at vindkraften er blitt lønnsom uten sertifikater. Anlegg med en samlet normalårsproduksjon på 20,7 TWh, etablert etter januar 2012, var omfattet av elsertifikatordningen på norsk side da den ble stengt for nye anlegg ved nyttår 2022.

Det ble besluttet å etablere flere utenlandsforbindelser, senest til Tyskland og Storbritannia. Rammene for å gi konsesjon til utenlandsforbindelser følger av energiloven. Konsesjon til nye utenlandsforbindelser utenfor Norden gis av Olje- og energidepartementet. Øvrige konsesjoner gis av NVE. Økt fleksibilitet i kraftsystemet, med tilknytning til land med termisk kraftproduksjon, har vært en del av argumentasjonen for å etablere utenlandsforbindelser. Import i tørre år og eksport i våte år har vært viktig for den langsiktige forsyningssikkerheten. Med kraftutveksling gjennom døgnet har vi utnyttet vannkraftens særlig gode evne til å regulere produksjonen raskt opp og ned, og dermed utnyttet vannmagasinene bedre. Det har samtidig bidratt til at kraftprisen i Norge har blitt påvirket av prisen i de landene vi handler med. Det har også vært oppmerksomhet om miljøkonsekvensene ved mer effektkjøring av kraftverkene.

At en stor andel av oppvarmingsbehovet dekkes av elektrisk kraft preger forbruksprofilen for kraft over året i Norge, og gir et høyt effektuttak på kalde dager vinterstid. Effektmarginene har blitt mindre de siste åtte – ti årene (NVE, 2022). Rask elektrifisering av transportsektoren og industrien, ny industrivirksomhet og utvikling av effektkrevende apparater kan forklare noe av utviklingen. Endringer mot mer fornybar energi i nabolandene har også gjort at effekt er blitt mer verdifullt. Nettselskapene har oppmerksomhet på at nettet utnyttes fullt ut bare noen få timer i året når det er kaldt, og at det ellers er ledig kapasitet. Et element av effektprising av nettet er innført. Det er stor FoU-aktivitet for å skape nye former for fleksibilitet som kan møte denne utviklingen.

I 2000 ble Enova SF etablert for å stimulere til vindkraftutbygging, energieffektivisering, og å begrense bruken av elektrisitet til oppvarming. Enova fikk en fondsfinansiering og stor frihet til å arbeide langsiktig med utvikling av virkemidler og prosjekter. De konkrete målene var å bidra til utbredelse av vannbåren varme basert på fornybare energikilder (4 TWh i 2010), vindkraft som fortsatt var en umoden teknologi (3 TWh i 2010) og energieffektivisering. Enova ble etablert for å støtte opp under en «...energipolitikk som underbygger en ambisiøs miljøpolitikk» (Olje- og energidepartementet, 1999). Arbeidet skulle «...berede oss på en fremtid der energi, og særlig elektrisitet blir et knappere og mer verdifullt gode». Det er også blitt strenge energikrav til bygg og -produkter, se en nærmere gjennomgang av energibruk og energieffektivisering i kapittel 10.

Enova har bidratt til energieffektivisering, særlig utvikling av nye teknologier og markeder for energieffektiviseringstiltak. De har også bidratt til at det har kommet noe fjernvarme, men vår avhengighet av elektrisk oppvarming har til tatt. Det har vært noe krav til fleksibel oppvarming i større bygg, men elektrisk oppvarming er likevel benyttet i stor grad.

Norge har påtatt seg ambisiøse klimaforpliktelser. Elektrifisering av transport og industri, og forbud mot å bruke olje og parafin til oppvarming, er viktige ledd i arbeidet med å nå klimaforpliktelsene. Norge er i en overgangsfase der det blir stilt nye krav til raske omstillinger også i kraftsystemet. Enova er blitt et klimavirkemiddel, en pådriver og tilrettelegger for omstillingen. De støtter også blant annet vindkraft til havs og hydrogen for å utvikle nye teknologier og markeder.

En rekke skatter og avgifter er pålagt kraftprodusenter og sluttbrukere. Elavgiften har vært lavere i Norge enn i de fleste andre land, og industrien, som er omfattet av EUs unntak, har fritak. I et fornybart kraftsystem kan det oppstå grunnrente og det har gitt et godt grunnlag for beskatning. Når kraftprisen settes i markedet og alle betaler samme pris, vil alle produsenter få samme inntekt per kWh uavhengig av hvilke kostnader de har hatt ved investering og drift. Tilgangen til stedbundne ressurser som det er knapphet på, kan gi opphav til avkastning ut over det en kan forvente fra øvrige investeringer. Denne profitten kalles gjerne grunnrente. Størrelsen på grunnrenten vil variere mellom prosjekter med ulikt kostnadsnivå og mellom perioder med ulik kraftpris. I kraftsektoren er det store kostnadsforskjeller, med ulike produksjonsteknologier- og ressursgrunnlag for de ulike anleggene. I Norge skatt-

legges vannkraftverk gjennom flere skatter, herunder grunnrenteskatten, slik at en stor del av verdiene tilfaller fellesskapet. Statens samlede inntekter fra grunnrenteskatten har vært økende siden den ble innført i 1997, men varierer med kraftprisen. I 2018, som var et år med høye priser, var inntektene 10,7 milliarder kroner, mens i 2020 da prisen var lav, var statens inntekter fra grunnrenteskatten 2,3 milliarder kroner.

4.7 Dagens ståsted

Kraftsektoren har vært, er og vil være helt grunnleggende for å nå en rekke samfunns mål. Energi-lovens formål er på denne bakgrunn fortsatt aktuell. Produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

En viktig grunn til at energiloven ble innrettet med en markedsbasert løsning for kraftomsetning var de fysiske forutsetningene for kraftproduksjon i Norge. Energитilgangen varierte betydelig mellom år og over året. Vi er fortsatt vannkraftdominert, med et økende innslag av vindkraft. Begge teknologiene er avhengig av værforholdene, se kapittel 8. Markedet legger et godt grunnlag for å utnytte tilgjengelige vann- og vindressurser og koordinere vanddisponeringen i 1739 vannkraftverk (per 1.1.2022) med ulike egenskaper og ressursituasjon.

Kraftsektoren er infrastruktur som nå skal videreutvikles for å nå samfunnets mål om det grønne skiftet. Det er nytt at kraftsektoren er blitt avgjørende for en grønn omstilling, og at omstillingen må skje så raskt. For å nå klimaforpliktelsene fordres det at fossil energi erstattes med elektrisitet både offshore, i eksisterende industri og i transportsektoren. I den omstillingen skal også grønn industriproduksjon med høyt kraftbehov gi nye arbeidsplasser.

Norge er i dag mer integrert med det europeiske kraftsystemet, med en utvekslingskapasitet på 9 GW, noe som representerer om lag 1 TWh per uke, se kapittel 11. Vi blir mer påvirket av effekt- og ressurs situasjonen i Norden og resten av Europa. Prisene som dannes i markedet reflekterer den underliggende ressurs- og markedssituasjonen. Det gir signaler om at det må investeres, og det gir også signaler om energisparing og fleksibilitet.

Samtidig erstatter Europa termiske kraftverk (kjernekraft, kullkraft og gasskraft) med kraftproduksjon basert på fornybare energikilder som i

liten grad er regulerbare. Dermed får de landene vi samhandler med økende utfordringer med å balansere systemet. Kraftprisen vil bli svært lav i perioder med mye vind og sol, og svært høy i andre perioder. Dette er en betydelig endring i det europeiske kraftsystemet, som i økende grad får betydning for Norge.

Utfordringene med å omstille kraftsystemene blir store for alle land. Ingen land har en ferdig plan og regulatoriske og markedsmessige løsninger på hvordan systemet skal se ut i 2050, når det er utslippsfritt.

Med de betydelige, strukturelle endringene som skjer i energimarkedene, er utviklingen i energibalansen, effektbalansen og priser mer usikker enn i tidligere år. Ut fra dagens ståsted må det uansett ventes at kraftbruken vil øke i årene som kommer, og at nettkapasiteten vil være knapp. Noen elementer fremstår som viktige for at kraftsektoren kan bidra til å realisere viktige samfunns mål, og samtidig beholde konkurransedyktige priser for næringslivet og bærekraftige priser for husholdninger. Å beholde en god forsyningssikkerhet er et premiss for de veivalgene som skal tas, se kapittel 12.

Noen sentrale elementer i utviklingen av fremtidens energisystem er:

Energieffektivisering, nye varmeløsninger og fleksibelt forbruk: Kraftmarkedet er fortsatt et selvforsyningsmarked. Men nye teknologier gjør det mulig å styre forbruket på en helt annen måte enn i 1990. Styling av forbruket kan bidra til balansering av effekt, bedre utnyttelse av nettkapasiteten og redusert strømforbruk. Det er mulig å effektivisere energibruken i alle sektorer, og utnytte energi som i dag går til spille i industrien. Her er det store potensialer som kan hentes ut. Se omtale i kapittel 9.

Kraftutbygging: Det er mange alternativer for kraftutbygging, inkludert vind på land og på havet, solkraft og økt vannkraft. Særlig vil regulerbar kraftproduksjon bli verdifull. Se omtale i kapittel 10.

Nettutbygging: Utnytte nettkapasiteten godt, og bygge mer kapasitet. Flaskehalser i nettet kan bygges ned. Energikommisjonen viser til NOU 2022: 6, Nett i tide, for drøfting av utvikling av strømmettet.

Samarbeid med Europa: Beslutninger som tas gjennom EU-samarbeidet og i enkeltland kan påvirke hvordan våre energiressurser blir verdsett, om ressursene blir effektivt utnyttet og i noen tilfeller sluttbrukerprisene. Det er viktig å delta i de foraene der rammene for markedet blir avgjort. Våre strategier må tilpasses den faktiske utviklingen. Se omtale i kapittel 13.

Kapittel 5

Energibruk og -produksjon i Norge i dag

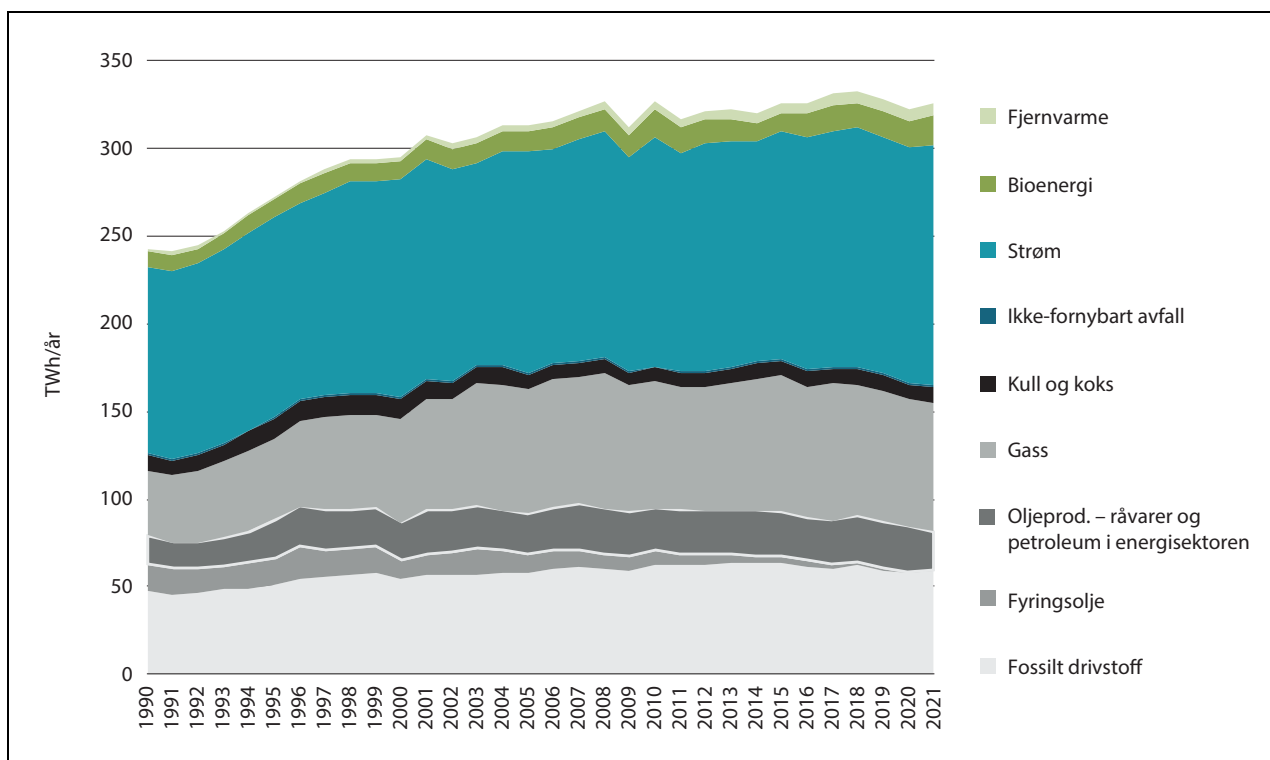
Den rikelige tilgangen på vannressurser i Norge har preget utviklingen av energisystemet, vår næringsstruktur og hvordan vi varmer opp våre bygg. Lokaliseringen av vannressursene har vært avgjørende for hvor kraftverkene er bygget, og har sammen med bosettingsmønsteret bestemt hvordan overføringsnettet for kraft ser ut i dag.

Vannkraften, det store innslaget av kraftintensiv industri og utbredt elektrisk oppvarming av bygg er særtrekk som skiller det norske energisystemet mest fra andre land. Samtidig er det flere energikilder og energibærere som kompletterer bildet av vannkraftlandet, og som spiller en viktig rolle i systemet. De ulike forbruksgruppene i Norge har sine egne særtrekk og muligheter til å utnytte forskjellige energiressurser.

5.1 Energibruken

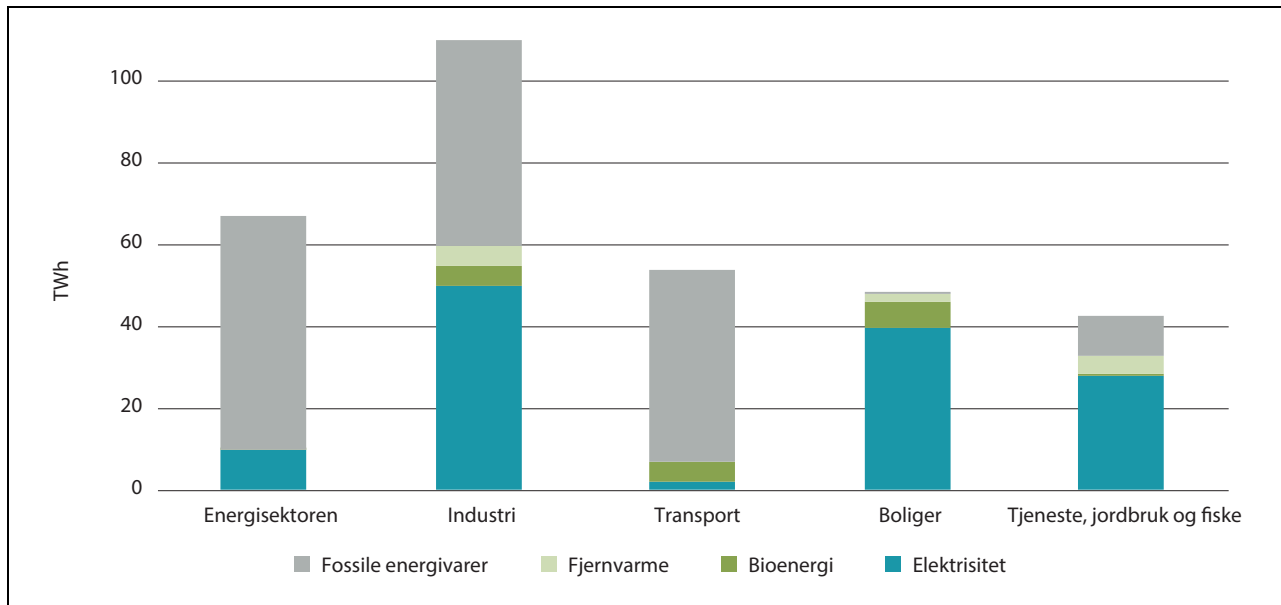
Den totale energibruken i Norge, inkludert sokkelen, var på 326 TWh i 2021 (SSB, 2022). Dette fordelte seg med 138 TWh elektrisitet, 165 TWh fossilt, 16 TWh bioenergi og rundt 7 TWh fjernvarme (som i vesentlig grad fyres med bioenergi).

Det har vært en betydelig vekst i energibruken fra 1990 til 2000, og en litt lavere vekst fra 2000 til 2021, som vist i figur 5.1. Det meste av veksten i den siste perioden kom fra olje- og gassutvinning, kjemisk industri og aluminium. I tillegg var det vekst i transportsektoren, særlig veitransport. Tjenesteytende sektor hadde også en tydelig vekst, mens det var en svakere vekst i husholdningene.



Figur 5.1 Utvikling i samlet energibruk i Norge, 1990-2021, TWh/år

Kilde: Statistisk sentralbyrå (2022).



Figur 5.2 Total energibruk i Norge 2021, per sektor og energivare, TWh

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Norge har en høy og økende andel elektrisitet i energibruken sammenlignet med andre land. Bruken av fjernvarme og bioenergi øker også, mens bruken av fossile energivarer reduseres. I tillegg til den energibruken som fremkommer i statistikken benyttes ca. 10 TWh omgivel-sesvarme via varmepumper.

De ulike sektorene skiller seg fra hverandre i hvordan de bruker energi og hva de bruker den til. Figur 5.2 viser energibruken i 2021 fordelt på sektorer og energivarer. Det meste av elektrisite-ten brukes i industrien (40 prosent) og i bygnin-ger (50 prosent). Transportsektoren, industrien og energisektoren bruker en del fossil energi. Energivarer brukt som råstoff i produksjonspro-cesser er inkludert i energibrukstallene for indus-trien. Energibruken i olje- og gassanlegg på land og til havs, og elektrisitet til petroleumsanlegg er inkludert i tallene for energisektoren.

5.1.1 Energibruk

Bygninger i Norge deles gjerne grovt i to grupper, tjenesteytende sektor og boliger. Tjenesteytende sektor omfatter mange ulike typer yrkesbygg. Boliger omfatter alt fra eneboliger til blokkleiligh-heter. Energibruken i boliger omtales ofte som husholdningenes energibruk.

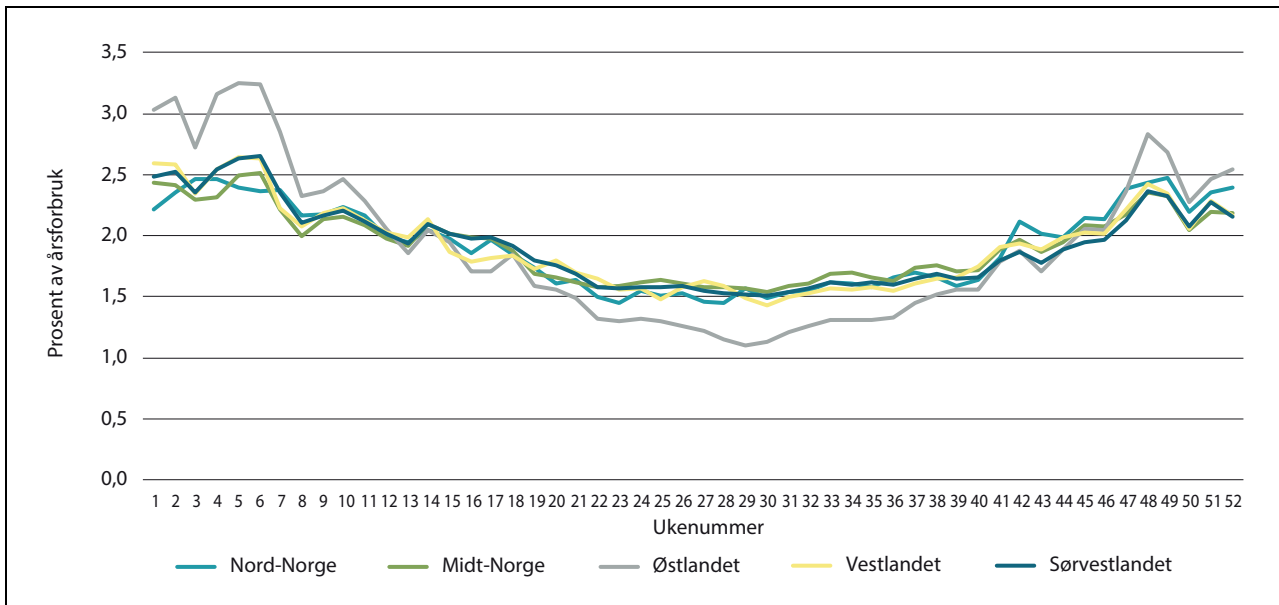
Energibruken i boliger i Norge er 47-48 TWh per år, og to tredjedeler går til oppvarming av rom. Om lag 12 prosent av energibruken i boliger går til tappevann og litt mer enn 20 prosent går til el-

spesifikt utstyr. Med el-spesifikt menes forbruk som bare kan dekkes av elektrisitet, som for eksempel belysning, TV, PC, vaskemaskin og kjø-leskap. Elektrisitet til oppvarming utgjør 22-24 TWh, deretter følger bioenergi med 5-6 TWh, og fjernvarme med 1-2 TWh.

Den årlige energibruken i tjenesteytende sek-tor er på drøyt 40 TWh, hvorav rundt 28 TWh er elektrisitet. Tjenesteytende sektor omfatter også jordbruk og fiske. Om lag halvparten av energi-bruken i denne sektoren går til el-spesifikke for-mål, som belysning, vifter, pumper og apparater. En liten andel går til oppvarming av tappevann, mens drøyt 40 prosent går til romoppvarming. Kjøling utgjør en nokså liten andel. Oppvarmin-gen i tjenesteytende sektor dekkes med ca. 8-9 TWh elektrisitet, 5 TWh fjernvarme og noe bio-energi. Fossile energivarer er stort sett faset ut av bygningssektoren.

Som vist i kapittel 4 er en stor andel av oppvar-mingen i Norge basert på elektrisitet. Dette gjør at elektrisitetsbruken påvirkes av været. Denne sammenhengen mellom utetemperatur og kraft-bruk er sterkere i Norge enn i andre land. Figur 5.3 viser fordelingen av kraftbruken over året i prosent per uke i ulike områder i Norge.

Mens energibruken i bygninger i stor grad påvirkes av utetemperaturen, er energibruken i industrien mindre påvirket. I prisområder med mye industri vil derfor den samlede bruken av kraft variere mindre enn i prisområder der energi-bruken i bygninger utgjør en større andel. Kraft-



Figur 5.3 Prosentvis ukesfordeling av kraftbruk i 2021, for de fem prisområdene

Kilde: Nordpool.

bruken på Østlandet, som har mindre industri enn ellers i landet, er derfor særlig høy på vinteren og lav om sommeren.

Den samlede sluttbruken av energi i boliger har økt relativt lite i perioden 2000 til 2021, selv om befolkningsveksten har vært 20 prosent i samme periode. Dette kan blant annet forklares med at energibruken i bygg er blitt mer effektiv. Husholdningsapparater og en del tekniske løsninger i yrkesbygg har også blitt mer effektive. I tillegg har det blitt installert mange varmepumper.

5.1.2 Varmepumper

Varmepumper utnytter omgivelsesvarme, slik at mengden varmeenergi levert fra varmepumpen er større enn mengden elektrisitet som brukes i varmepumpen. Beregninger viser at varmepumper i 2015 bidro med rundt 8 TWh omgivelsesvarme (NVE, 2016). Dette har nå økt til over 10 TWh. Varmepumper reduserer behovet for annen tilført energi, som for eksempel strøm, fjernvarme eller bioenergi.

Varmepumpesalget domineres av varmepumper som bruker omgivelsesluft som energikilde (luft/luft-varmepumper). Figur 5.4 viser at det i 2021 var en sterk økning i salget. Spotprisen for Oslo vises på høyre akse, og salget av varmepumper ser ut til å ha en sammenheng med kraftprisen. Varmepumper er en viktig teknologi i Norge, og kan få en enda større utbredelse fremover.

Det er installert over 1,1 millioner varmepumper i Norge, og Norge har Europas høyeste andel varmepumper i husholdningene (NVE / NOVAP, 2022) (Rosenow & Gibb, 2022) (IEA Heat Pumping Technologies Program, 2022). Væske-vann eller luft-vann-varmepumper forutsetter at bygget har vannbåren varme, og det har begrenset utbredelse i Norge.

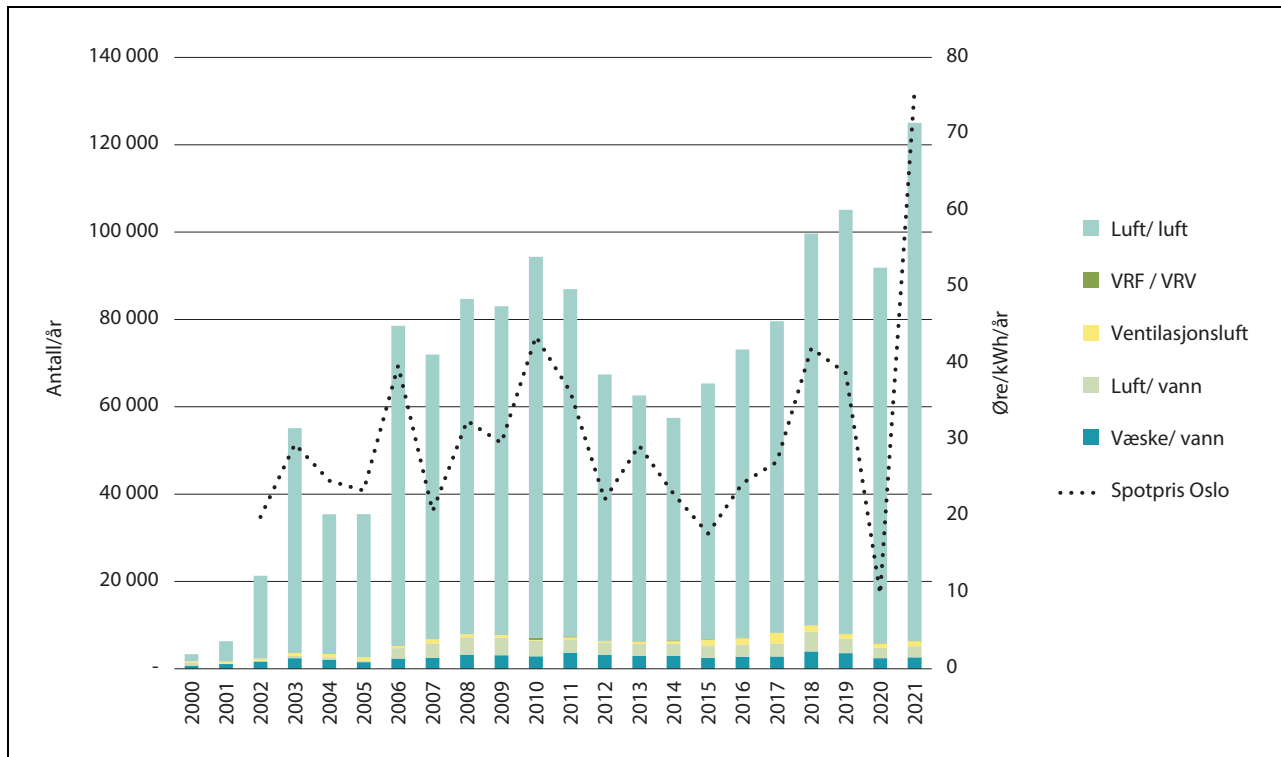
5.1.3 Energibruk i industrien

Energibruken i den landbaserte industrien er på rundt 112 TWh per år, inkludert energivarer brukt som råstoff til energiformål. Om lag 49 TWh av industriens energibruk er elektrisitet, mens 4 TWh er bioenergi og 0,6 TWh er fjernvarme.

Det brukes fortsatt mye fossil energi i industri-sektoren, rundt 52 TWh. Dette fordeler seg slik:

- Naturgass – 27 TWh
- Kull og koks – 8 TWh
- Olje og fossilt drivstoff – 15-16 TWh
- Ikke-fornybart avfall – 1 TWh
- Fyringsolje – 0,7 TWh.

God tilgang på kraft, og til konkurransedyktige priser, har bidratt til utvikling av mye kraftintensiv industri i Norge. Industrisektoren kjennetegnes av mange store enkeltaktører med høy energibruk. De største enkeltgruppene er metallindustrien, kjemisk industri og treforedling. Energibru-



Figur 5.4 Salg av varmepumper i Norge (venstre akse) og spotpris Oslo (høyre akse). 2000-2021

Kilde: NOVAP og Nordpool.

ken går til å dekke kjøle- og varmebehov, i prosesser og til drift av elektrisk utstyr.

Det foreligger ikke statistikk som viser fordeling av energibruken til ulike formål i industrien, men det er estimert at landbasert industri bruker rundt 19 TWh energi til varme- og kjøleformål (Oslo Economics / Asplan Viak, 2020). For eksempel brukte treforedlingsindustrien rundt 5 TWh til prosessvarme i 2018.

Figur 5.5 viser hvordan bruken av energivarer er fordelt mellom, og innad i, de store industrigruppene. Energibruk i olje- og gassindustrien (inkl. raffinerer) er ikke inkludert.

Ifølge Statistisk sentralbyrå står de 40 største anleggene i norsk industri for over 80 prosent av energibruken og 80 prosent av kraftbruken i industrien. De samme anleggene står også for 90 prosent av klimagassutslippene i norsk industri. Vi finner disse 40 største anleggene i næringene metallindustri, kjemisk industri, mineralsk industri, treforedling og oljeraffinerier. I tillegg er det fire store landanlegg tilknyttet petroleumssektoren i Norge, som til sammen bruker flere TWh strøm og slipper ut flere millioner tonn CO₂ (SSB, 2022).

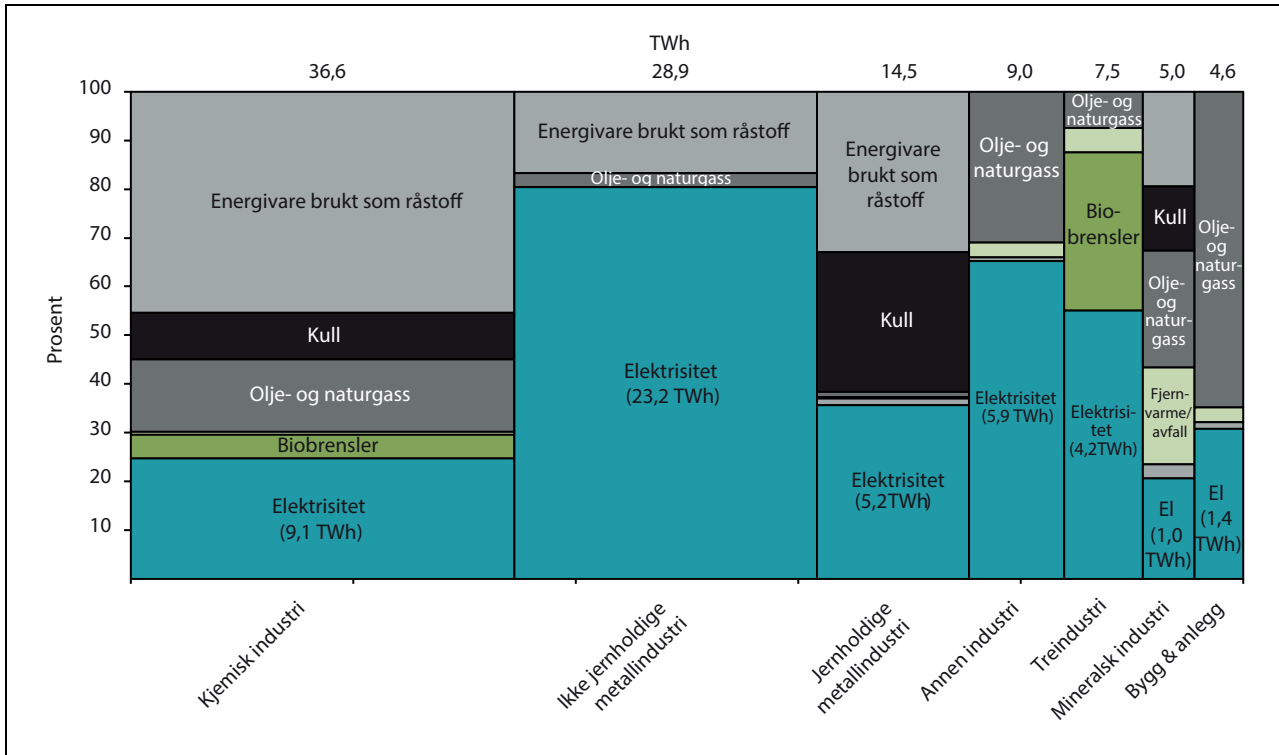
5.1.4 Energisektoren

Energisektoren, inkludert olje- og gassnæringen med raffinerier, står for om lag 67 TWh, som fordeles seg på 10 TWh elektrisitet, 53 TWh gass og 4 TWh petroleumprodukter. Det meste av elektrisiteten i energisektoren går til olje- og gassinstallasjoner på norsk sokkel og gassanlegg på land, men en liten andel går også til å drive kraftstasjonene i det landbaserte vannkraftsystemet. Det brukes også noe elektrisitet i fjernvarmeanleggene. Petroleumproduktene i energisektoren brukes blant annet som drivstoff i offshorebåter og i diesellaggregater på plattformene.

5.1.5 Transport

Den årlige energibruken i transportsektoren er på 53-58 TWh, og rundt 90 prosent av dette er fossilt. I figur 5.6 vises utviklingen i energibruk fra 1990 til 2021.

Veitransport står for rundt 70 prosent av energibruken i transportsektoren, etterfulgt av kysttransport på drøyt 20 prosent og lufttransport på ca. 7 prosent. Energibruken i veitransport har vokst mest siden 1990, fra 28-29 TWh til oppunder 40 TWh i dag. Kysttransport har hatt en svak vekst de siste 20 årene, mens energibruken i lufttrans-



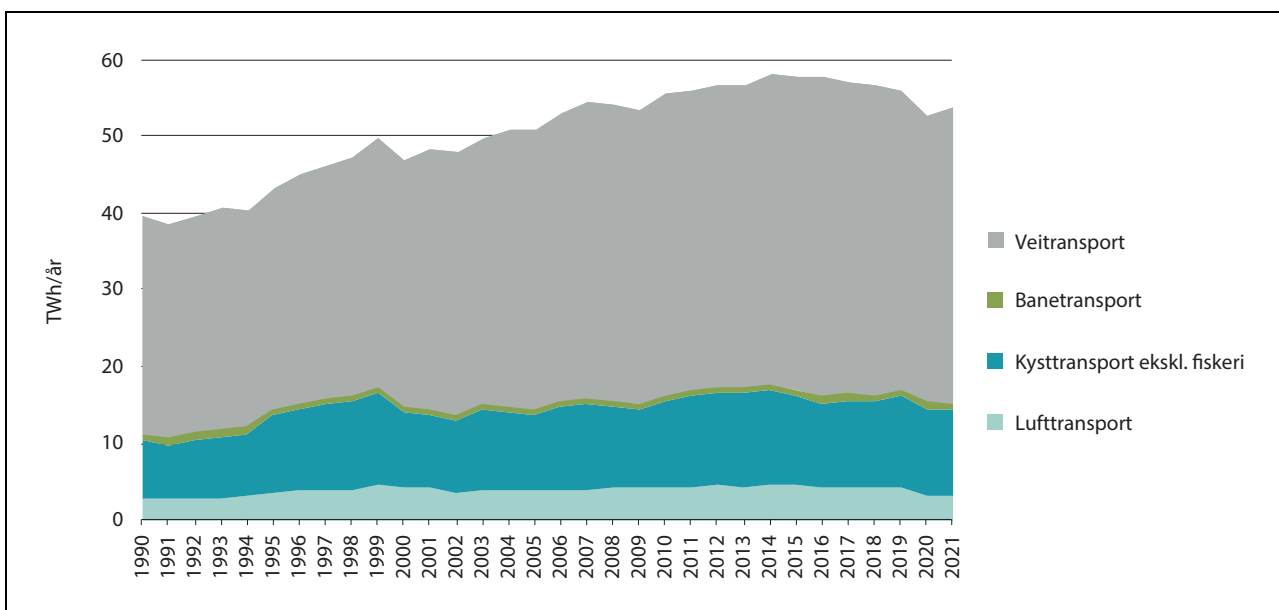
Figur 5.5 Energibruk i landbasert industri fordelt på næringer og energibærere, 2021. TWh/år og prosentandel

Kilde: Oslo Economics/SINTEF, basert på SSB (2022).

port har vært relativt stabil, med unntak av i 2021, da pandemien hindret reisevirksomhet.

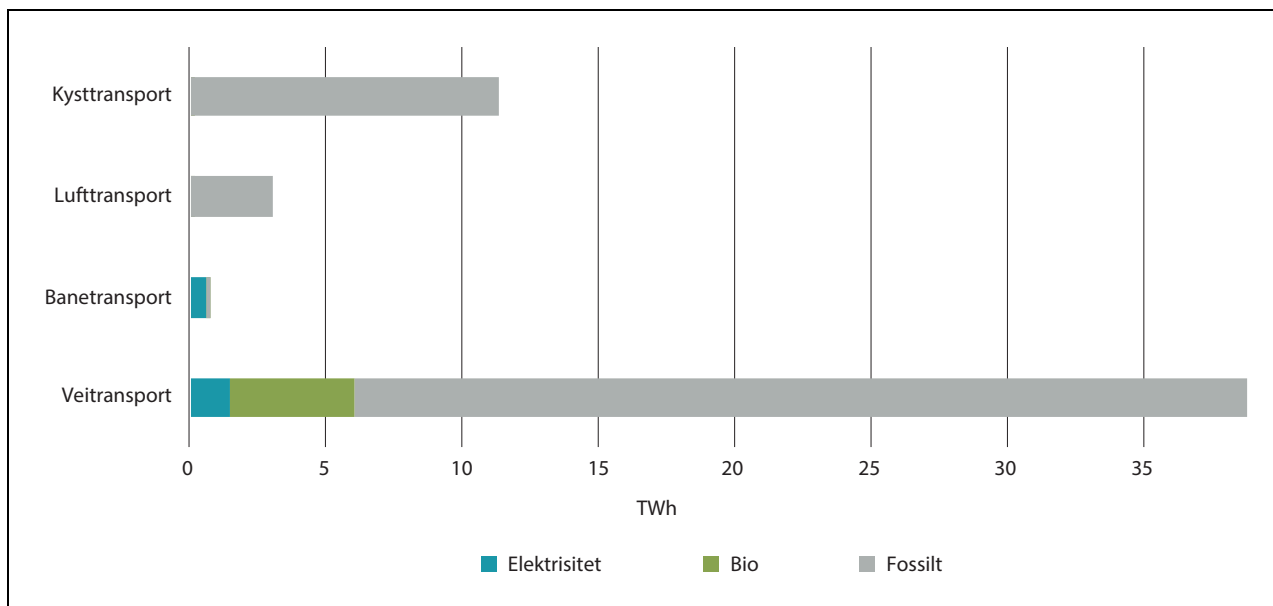
Det har vært en overgang fra diesel og bensin til elbiler innen veitransport. Dette har bidratt til en nedgang i den samlede energibruken i trans-

portsektoren, fordi batterielektriske motorer er omtrent tre ganger så effektive som forbrenningsmotorer. I 2021 utgjorde elektriske kjøretøyer 64,5 prosent av salget av personbiler og 17 prosent av salget er varebiler. Elbilenes andel av nybilsalget



Figur 5.6 Utviklingen i energibruk til transport, fordelt på transportform. 1990-2021. TWh/år

Kilde: Statistisk sentralbyrå.



Figur 5.7 Energibruk i transportsektoren fordelt på energivare, 2021. TWh

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

har fortsatt å øke i 2022 (Norsk Elbilforening, 2022).

I 2021 var det 500 000 elektriske personbiler i Norge, og de utgjorde nær en femtedel av den samlede personbilparken i landet. Større veitransportkjøretøy som selges i dag drives av fossile energikilder. I banetransport er derimot det meste elektrisk. Figur 5.7 viser sammensetningen av energibruken til transport.

Overgangen til mer bruk av elektrisitet i veitransport ventes å fortsette. Gunstige rammebetingelser for elektriske kjøretøy, stadig bedre lademuligheter og flere elektriske bilmodeller er sterke drivkrefter bak utviklingen.

Også innen kysttransport og fiske pågår det elektrifisering. Nye ferger blir bestilt med elektrisk fremdrift, det er eksempler på elektriske hurtigbåter, det installeres hybridløsninger i eldre båter mv. Det etableres ladeinfrastruktur i havner. Også hydrogen og ammoniakk fremstår som viktige energibærere i skipstrafikken i fremtiden. For større skip i langtransport går utviklingen mot nullutslipp sakte, men hydrogen og ammoniakk kan bli viktige energibærere for å fase ut fossilt drivstoff.

På byggeplasser tas elektriske anleggsmaskiner i bruk, og både elektrisitet og fjernvarme er aktuelt for byggtørking. Noen av elektrifiseringsløsningene er fortsatt i en tidlig fase der teknologier blir utprøvd og demonstrert. Maskinene produseres i liten skala, eller kjøretøy, fartøy og anleggsmaskiner blir ombygd fra fossildrift.

5.2 Kraftproduksjonen

Norsk kraftproduksjon er i all hovedsak fornybar. Andelen fornybar kraftproduksjon vil variere med energipriser og været, men er rundt 98 prosent i et normalt år. Svært få land i verden har en høyere fornybarandel i kraftproduksjonen.

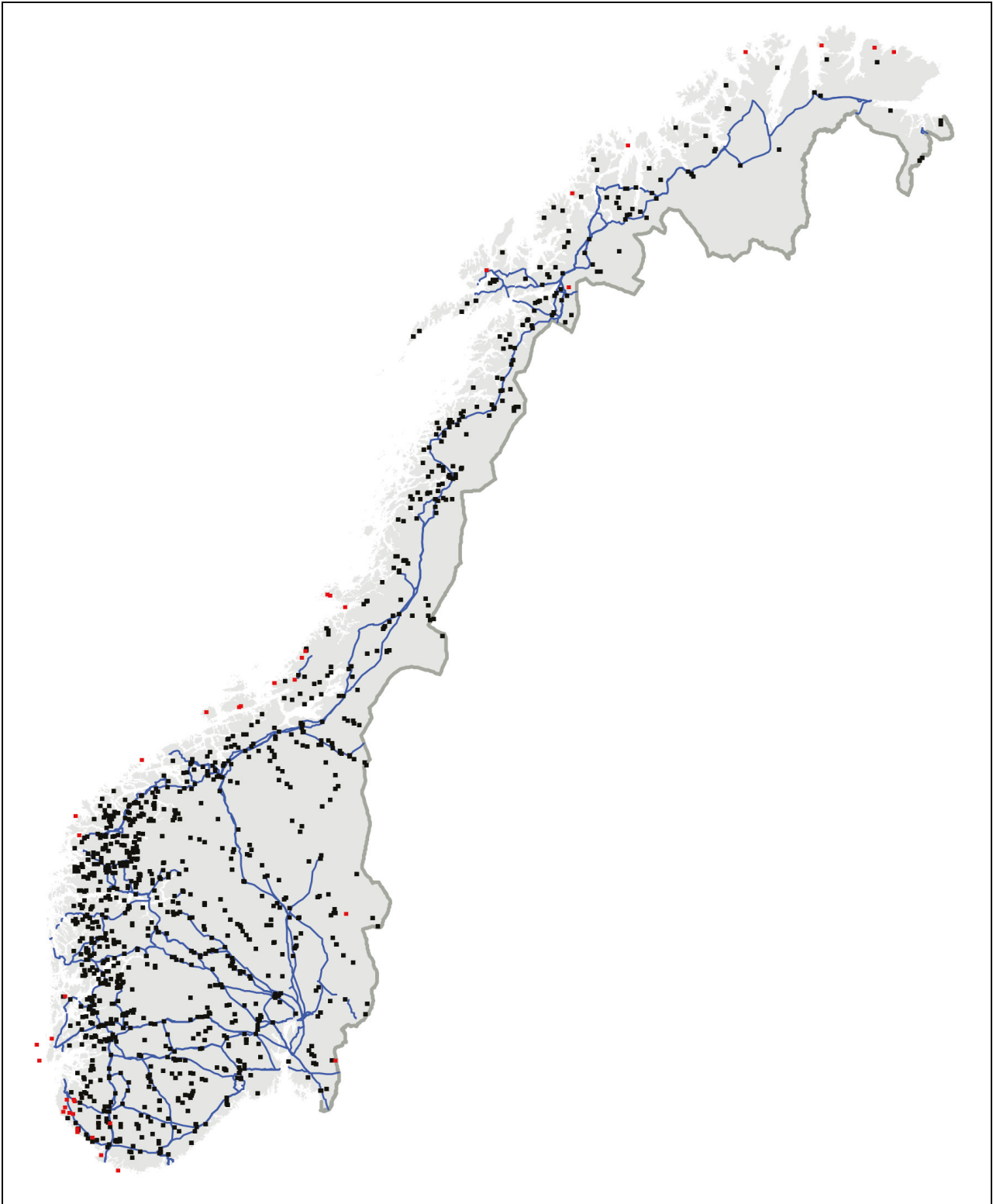
Vannkraften står for 88 prosent av kraftproduksjonen i et normalår, mens vindkraften utgjør ti prosent. Resten består av noe solkraft og termisk kraftproduksjon basert på fossile brensler, hovedsakelig gasskraft på Mongstad og Melkøya. Norsk kraftproduksjon kjennetegnes også ved at den i stor grad er fleksibel, på grunn av den store andelen regulerbar vannkraft.

5.2.1 Den norske kraftverksflåten

Det var 1832 kraftverk i Norge ved inngangen til 2022. Disse kraftverkene hadde en forventet produksjon på 156,9 TWh i år med normalt vær. (NVE, 2022).

Vannkraften gir det største bidraget, med en årsproduksjon på 137,9 TWh fra 1739 kraftverk (per 1.1.2022) (NVE, 2022). Vindkraft er den nest største teknologien, med en årsproduksjon på 15,4 TWh, fordelt på 64 kraftverk og 1305 turbiner (NVE, 2022).

Det er 29 termiske kraftverk i Norge (per 1.1.2022), og mesteparten av kraften produseres ved Melkøya og Mongstad. Termisk kraftproduksjon er uavhengig av været, og den faktiske års-

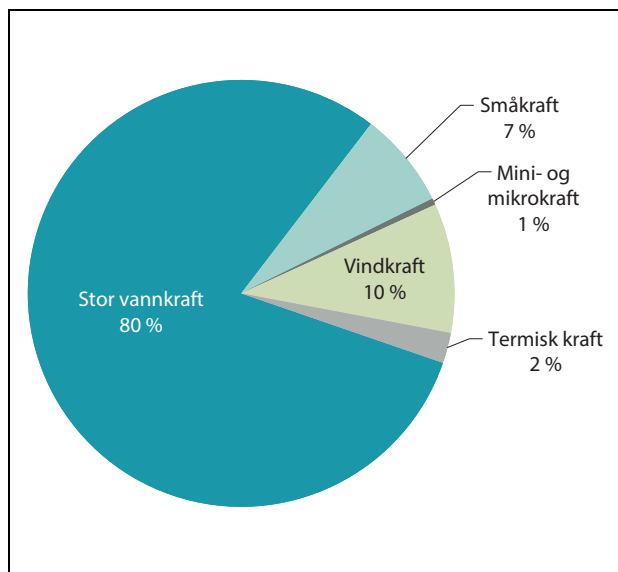


Figur 5.8 Vannkraftverk (svart prikk), vindkraftverk (rød prikk) og sentralnett (blå linjer) i Norge

Kilde: NVE Atlas, hentet 22. april 2022.

produksjonen har vært 3,5 TWh de siste årene. (NVE, 2022). De viktigste energikildene i termisk kraftproduksjon er naturgass, varmegjenvinning, avfallsforbrenning og bioenergi.

I tillegg kommer mange kraftverk som er så små at de ikke er omfattet av nasjonale oversikter, eller som ikke er tilknyttet kraftnettet. Dette gjel-



Figur 5.9 Andel kraftproduksjon i et normalår i Norge, fordelt på kilder

Kilde: NVE.

der for eksempel noen svært små vannkraftverk, og mange solkraftverk.

Kraftproduksjonen varierer mye med været. Tilsiget til vannkraftsystemet kan variere med 76 TWh. Årsproduksjonen fra vindkraft og solkraft varierer også, med +/- 15 prosent. En nærmere omtale av variasjonen er gitt i kapittel 8.

Det er særlig vannkraft, vindkraft og solkraft som er de modne fornybarteknologiene, som også er de som finnes i noe omfang i Norge. Andre teknologier er under utvikling, se omtale i kapittel 10.

5.2.2 Vannkraft, vindkraft og solkraft

Fornybarteknologiene har ulike egenskaper. Vannkraftverk med reguleringsmagasiner kan lagre energi, og bioenergi kan også lagres. Ellers er fornybar energi uregulert, og produserer etter værforholdene.

Vannkraftverk kan være regulerte eller uregulerte. De uregulerte kraftverkene, som også kalles elvekraftverk, har et inntak der vannet ledes bort fra elven i rør eller tunell til kraftstasjonen. Vannet føres så tilbake til elven, til en innsjø, et magasin eller havet. Slike kraftverk produserer etter tilsiget.

Regulerte kraftverk har et magasin, som er en kunstig eller naturlig innsjø der vannstanden kan variere innenfor grenser fastsatt i konsesjonene. Magasiner finnes i alle størrelser, og noen har en lagringskapasitet som er større enn tilsiget som

kommer i løpet av et normalår. Slike kalles flerårs- eller tørrårsmagasiner.

Norske vannkraftmagasiner har en lagrings- evne på 87,3 TWh (NVE, 2022). I NVEs magasin- statistikk inngår de 489 viktigste vannkraftmagasi- nene. Disse står for det alt vesentlige av lagrings- evnen til norske vannkraftverk. I tillegg er det over 900 andre vann som er regulert til kraft- formål. Det er stor variasjon i størrelsen på vann- kraftmagasinene, og den samlede lagringsevnen i vannkraftsystemet er fordelt på mange magasiner.

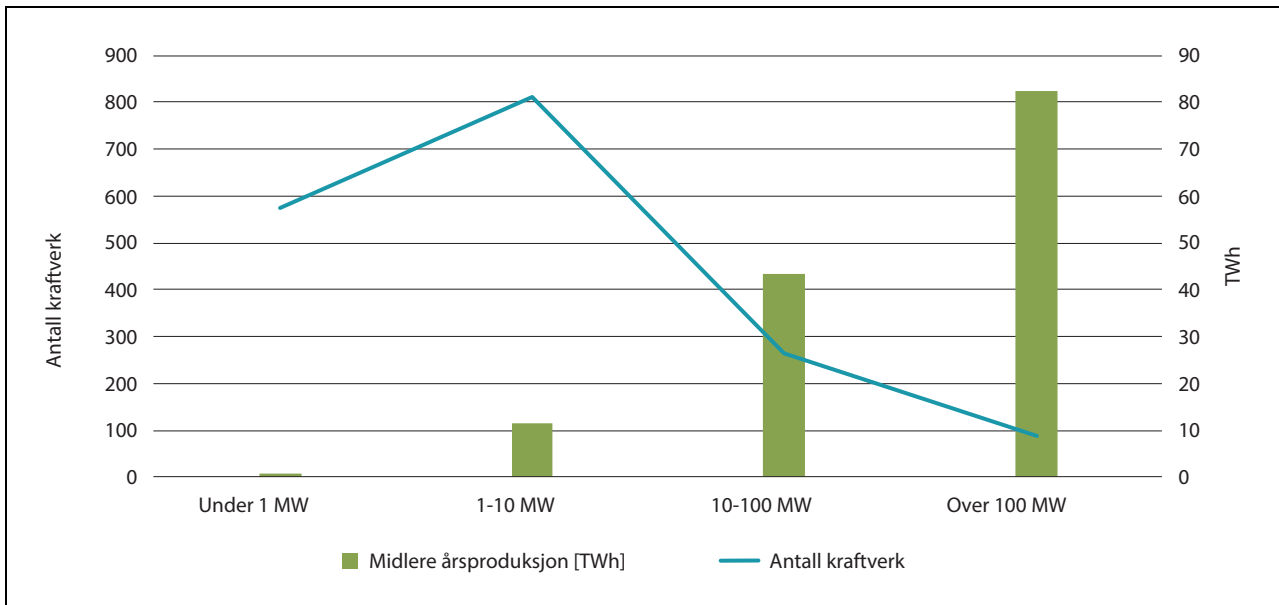
Regulerte vannkraftverk kan i prinsippet pro- dusere kraft når eieren bestemmer det, og man er ikke avhengig av tilsiget. Samtidig kan det være begrensninger på hvordan magasinet disponeres (f.eks. krav om sommervannstand på et visst nivå av hensyn til miljø, brukerinteresser og estetikk) og på hvordan kraftverket kjøres (f.eks. begrens- ninger på volum og variasjon i vannføring ut av kraftverket). Det er også svært varierende hvilken reguleringsgrad kraftverkene har. Denne bereg- nes som magasinvolument delt på tilsiget i et nor- malt år. Magasiner har flere funksjoner enn å lagre vann for kraftproduksjon. Særlig er vann- kraftmagasiner viktige for flomdemping.

Vannkraft deles også inn etter størrelse. De minste vannkraftverkene, med en installert effekt under 10 MW, kalles mikro-, mini- og småkraft- verk. Store vannkraftverk er de med installert effekt over 10 MW. Småkraftverk er som oftest uten regulering, og er altså elvekraftverk.

Pumpekraftverk er vannkraftverk som både kan pumpe vann opp i magasinene og produsere kraft. Slike kraftverk er nokså vanlige i Alpene, der de spiller en rolle i å balansere mellom høyt dagforbruk og lavere nattforbruk. Med mer ure- gulert kraftproduksjon kan det bli perioder med svært lave priser, som pumpekraft kan utnytte i påvente av høyere priser. Slik vil pumpekraft bidra til mer stabile priser. I Norge er det foreløpig få slike kraftverk, men det er en del pumper som kan flytte vann fra et mellomhøyt nivå opp til et høye- religgende regulert magasin.

Det har blitt bygd ut vannkraft i Norge siden slutten av 1800-tallet og frem til i dag, og det er vannkraftverk i over 250 norske kommuner. Det er vannkraftproduksjon i alle deler av landet, men mye produksjon er konsentrert rundt høyfjellsom- rådene i Sør-Norge og i Nordland. Troms og Finn- mark har en liten andel av produksjonen, og Vest- land er det fylket med klart størst kraftproduksjon fra vannkraft.

Selv om det er mange små kraftverk i Norge, står de største kraftverkene for mesteparten av produksjonen. De om lag 150 kraftverkene over



Figur 5.10 Antall kraftverk etter størrelse og samlet årsproduksjon (TWh) for hver størrelseskategori

Kilde: NVE (2022).

50 MW står for over 100 TWh av normalårsproduksjonen.

Det er kontinuerlig en utvikling innen vannkraften, og det investeres både i opprustings- og utvidelsesprosjekter, nye vannkraftverk og i vedlikehold. Ved inngangen til 2022 var det 53 vannkraftprosjekter under bygging, innen både småkraft, opprusting og utvidelse og ny, større vannkraft. Til sammen vil disse prosjektene gi ny kraftproduksjon på 1,3 TWh årlig. (NVE, 2022).

Vindkraft har gått fra å være marginal til å bli en vesentlig type kraftproduksjon i Norge. Vindkraftteknologien er fortsatt under utvikling, og turbinene har gradvis blitt større. I dag står vindkraftverk for ca. 10 prosent av kraftproduksjonen i Norge i et normalår.

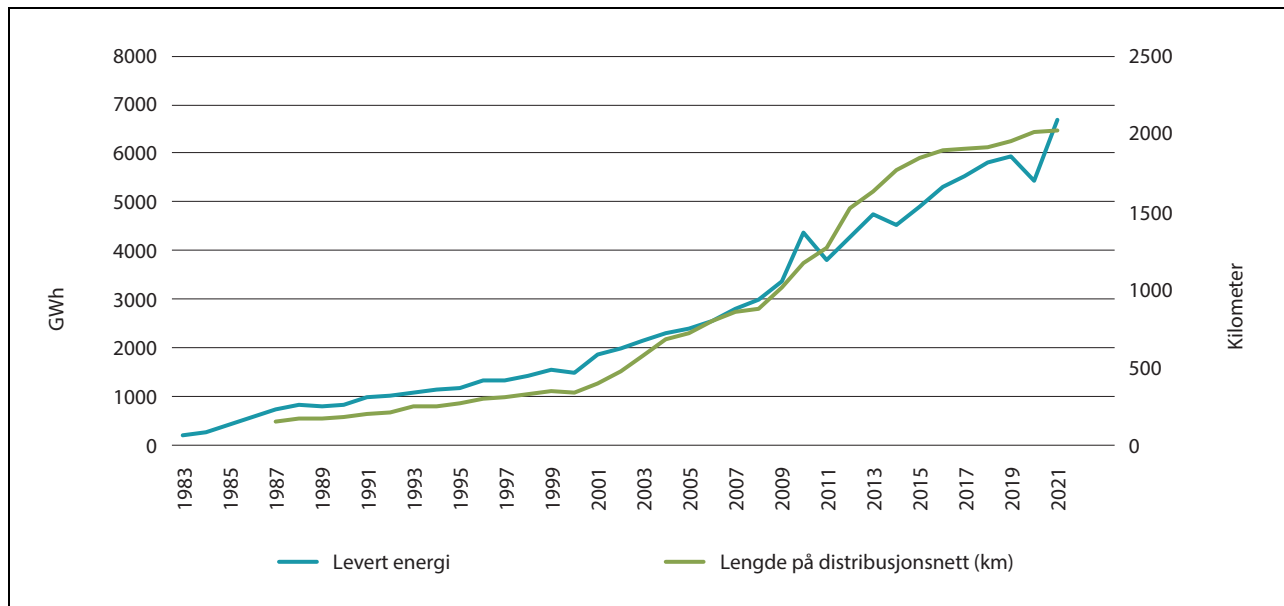
Vindkraftverkene i Norge er i det alt vesentlige bygd de siste ti årene. De fleste ligger langs kysten, og mange i Sørvest-Norge og i Trøndelag.

Per 1. april 2022 var det fire vindkraftprosjekter under bygging i Norge. Konsesjonsbehandlin-

Tabell 5.1 De største kraftverkene i Norge, etter årsproduksjon

Kraftverk	Kommune	Ytelse [MW]	Årsproduksjon [TWh]	År satt i drift
Tonstad	Sirdal	960	4,4	1968
Kvilldal	Suldal	1240	3,6	1981
Aurland I	Aurland	840	2,5	1973
Svartisen	Meløy	600	2,5	1993
Tokke	Tokke	430	2,3	1961
Rana	Rana	500	2,2	1968
Sy-Sima	Eidfjord	620	2,2	1981
Nedre Røssåga	Hemnes	350	2	1955
Aura	Sunndal	290	1,9	1953
Brokke	Valle	330	1,6	1964

Kilde: NVE (2022).



Figur 5.11 Utvikling i levert energi (GWh) og utstrekningen av ledningsnett (km) for fjernvarme i Norge

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

gen av nye vindkraftprosjekter ble satt på vent etter høringen av NVEs forslag til nasjonal ramme for vindkraft på land i 2019. Pausen varte i tre år, og i april 2022 åpnet regjeringen opp for konsekvensbehandling der vertskommunene samtykker til det. Behandlingen av nye prosjekter skal legge til grunn endringene og hensynene som følger av vindkraftmeldingen og Stortingets behandling av denne (Olje- og energidepartementet, 2020) (Stortingets energi- og miljøkomite, 2020).

Vindkraft til havs er i en tidlig fase i Norge. Det er nettilknyttet to flytende vindturbiner ved Karmøy. Den eldste er pilotprosjektet for Equinors Hywind-konsept, som ble satt i drift i 2009. Turbinen er nå overtatt av Unitech og drives videre under navnet Zefyros. Den andre turbinen er TetraSpar Demonstrator, som ble satt i drift sommeren 2021. MetCentre på Karmøy, som er vertskap for TetraSpar, planlegger demonstrasjon av flere flytende turbiner.

Det flytende vindkraftverket Hywind Tampen ble i 2022 satt i drift ved Snorre- og Gullfaksplattformene. Vindkraftverket, som er på 94,6 MW fordelt på elleve turbiner, skal levere en del av kraften til petroleumsinstallasjonene. Hywind Tampen skal ikke være tilknyttet kraftnettet på land i Norge.

Det er åpnet to områder for vindkraft i større skala i norske havområder, Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord. Regelverket for vindkraft til havs er under utvikling. Utlysning av areal i de to områ-

dene er varslet i første kvartal 2023, med tildeling senere på året.

Ved inngangen til 2022 var det 186 MW *solkraft* tilknyttet nettet i Norge. Denne installerte ytelsen gir en årlig kraftproduksjon på 0,15 TWh, eller rundt en promille av den totale kraftproduksjonen i Norge. En del solkraftanlegg er ikke tilknyttet nettet, og dersom en tar med disse, så er den totale installerte ytelsen mer enn 205 MW.

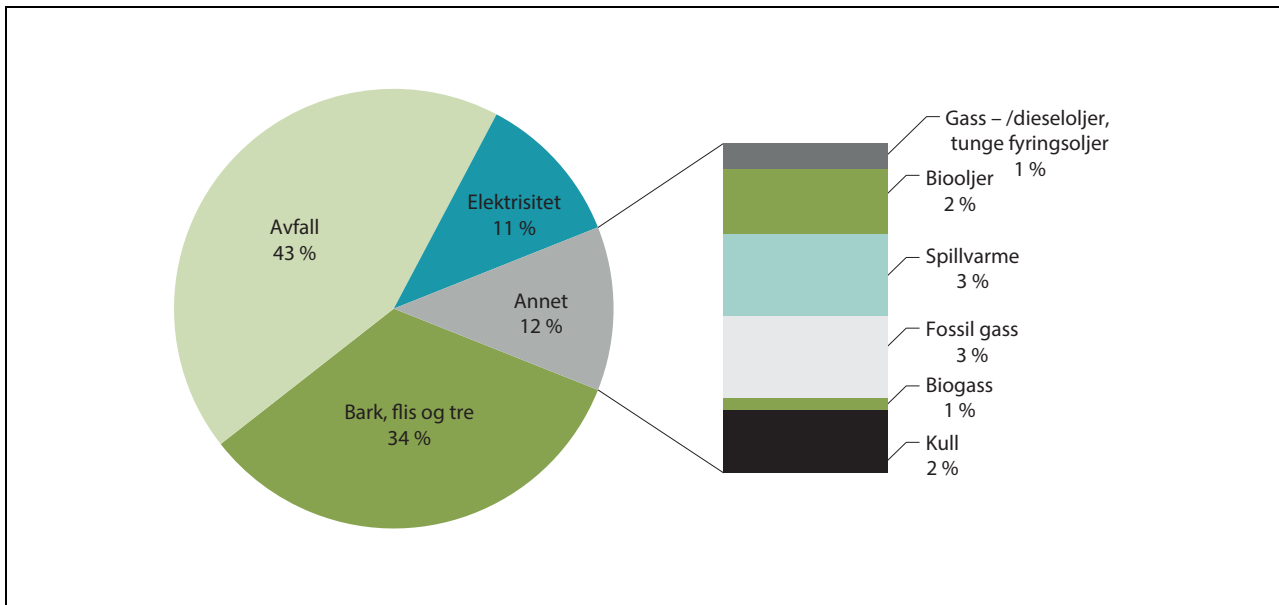
Rundt fem prosent av solkraftverkene er større enn 50 kW, og står for halvparten av produksjonen. (NVE, 2022).

NVE ga i 2022 konsesjon til det første bakke-monterte solkraftverket i Norge – Furuseth solkraftverk i Stor-Elvdal kommune. Solkraftverket vil få en ytelse på 7 MW og har en forventet årsproduksjon på 6,4 GWh. Anlegget vil dekke rundt 175 mål (NVE, 2022).

Kostnadsutviklingen for fornybar energiproduksjon og utsiktene til utbygging innen de ulike teknologiene er omtalt i kapittel 10.

5.3 Fjernvarme

Fjernvarme og fjernkjøling er leveranser av varmetjenester til forbruker fra større sentrale enheter som har fleksibilitet i valg av varme- og kjølekilder. Sammenlignet med våre naboland i Norden er fjernvarme lite utbredt i Norge. Dette henger blant annet sammen med at Norge har hatt



Figur 5.12 Energikilder brukt til produksjon av fjernvarme i 2021, prosentvis fordeling

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

rikelig tilgang på elektrisitet fra vannkraft til en relativ lav kostnad.

Likevel har det vært en utbygging av fjernvarme de siste tiårene, blant annet for å sikre utnyttning av varmekilder, for å bidra til energiomlegging og for å redusere belastningen på strømnettet. Figur 5.12 viser at fjernvarmen baserer seg på et mangfold av energikilder. Anleggene kan også veksle mellom energikilder for å dra nytte av varierende energipriser.

I 2021 ble det levert 6,7 TWh fjernvarme og 0,2 TWh fjernkjøling (SSB, 2022). Forbruket av brensler og overskuddsvarme for å produsere fjernvarme var på 9,2 TWh. Bruken av fjernvarme er åtte ganger større i dag enn i 1990, men dekker likevel ikke mer enn om lag to prosent av Norges totale energibruk. Fjernvarme dekker om lag en

tiendedel av behovet for romoppvarming og oppvarming til tappevann i Norge. Installert effekt for fjernvarme er ca. 3600 MW.

Fjernvarme og fjernkjøling krever både tilgang på energi og tilgang på et marked for varmetjenestene. Det kreves en egen infrastruktur for å distribuere fjernvarme og fjernkjøling slik at det må være en viss kundetetthet for kunne forsvare kostnadene. Fjernvarme og fjernkjøling er derfor mest utbredt i større bygninger med stort varmebehov og i bymessige strøk, men det er også noen anlegg i tilknytning til industriområder.

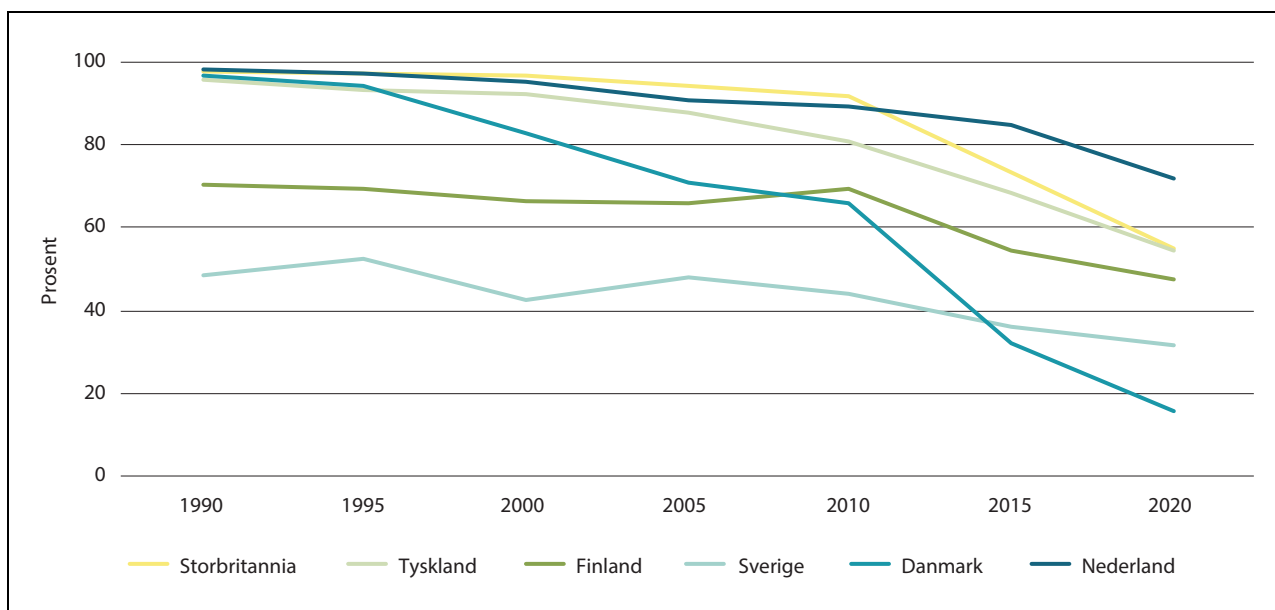
Fjernvarme dekker om lag 20 prosent av Oslos oppvarmingsbehov, og 25 prosent av effektbehovet i Oslo kan dekkes av fjernvarme (Olje- og energidepartementet, 2022).

Kapittel 6 Klimapolitikken gir retning

Klimaendringene er en av vår tids hovedutfordringer. Konsekvensene er alvorlige og irreversible. FNs klimapanel IPCC har slått fast at den globale gjennomsnittstemperaturen allerede har økt med 1,1 grader grunnet menneskeskapt klimagassutslipp. Dette krever at vi må gjennomføre umiddelbare, omfattende og vedvarende utslippskutt i alle sektorer (IPCC, 2021). Spesielt vil dette være gjeldende for produksjons- og forbruksmønstre av energi: om lag 70 prosent av de globale klimagassutslippene er energirelaterte, noe som gjør energisektoren til en nøkkelsektor for omstilling.

Klimapolitikken er i dag den største driveren for den storstilte omstillingen som kraftsektoren må gjennom, og elektrifisering er det rådende klimatiltaket. Dette feltet er i stadig utvikling, og over tid har klimapolitikken blitt både mer sektorovergrepene og forpliktende. Det forventes også store endringer i årene som kommer.

Spesielt i EU beveger klima- og energipolitikken seg raskt. I Europa skal store deler av den fossile kraftproduksjonen avvikles og erstattes av uregulerbar fornybar kraft. Selv om Norge har en tilnærmet utslippsfri kraftforsyning på fastlandet, vil det grønne skiftet med økt elektrifisering merkes også her. I tillegg blir vi påvirket av omgivelsene rundt oss – Norge er tett integrert i de europeiske energimarkedene gjennom EØS-avtalen, og energiinfrastrukturen kobler oss til nabolandene våre gjennom det nordiske kraftmarkedet, til kontinentet og til Storbritannia. Dette gjør oss indirekte koblet til andre europeiske land. Vi er tilsvarende tett integrert med Europas klimapolitikk, både når det gjelder ambisjoner og virkemidler. I EU griper energi- og klimapolitikken stadig tettere inn i hverandre og kommer til å bli ytterligere integrert i årene som kommer. Dette legger føringer for utviklingen av norsk energipolitikk.



Figur 6.1 Andel termisk kraftproduksjon i landene rundt oss 1990-2020, prosent

Kilde: IEA (2022).

6.1 Utgangspunktet for EU og våre naboland

Norge og Europa har forskjellige utgangspunkt for energiomstilling. Det politiske landskapet og institusjonelle trekk har en selvsagt betydning, men en viktig forskjell er at kraftsystemene er ulike.

Energimiksen varierer mellom land, men det er fortsatt den termiske kraftproduksjonen, også kalt varmekraft, basert på kull-, gass- og kjernekraft som dominerer i Europa (IEA, 2020), se figur 6.1. I de fleste landene utgjør termisk kraft godt over halvparten av elektrisitetsproduksjonen, for enkelte nærmere 100 prosent.

Norge har derimot et fornybart kraftsystem. Systemforskjellene har lagt grunnlaget for hvordan det norske og de europeiske kraftsystemene samspiller gjennom krafthandel. Vannkraften er regulerbar, og produksjonen kan tilpasses raske forbruksendringer hurtigere enn det et varmekraftverk kan. Termiske kraftverk er mest effektive dersom de kjøres med jevn last. Dette har gitt gunstige muligheter for krafthandel, se også kapitlene 4, 11 og 13.

Når sammensetningen i kraftsystemene rundt oss forandrer seg, betyr det også at Norges samspill med Europa endres. Energimiksen i EU og våre naboland er på vei bort fra termisk kraftproduksjon, og orienteres i økende grad mot fornybare energikilder. Dette skiftet startet på 2010-tallet, og i 2020 var fornybarandelen i EU kommet opp i om lag 22 prosent (EEA, 2022). Til tross for at veksten lenge har vært stødig, spesielt innenfor sol- og vindkraft, er behovet fortsatt stort. Utviklingen drives fremover av EUs klima- og energipolitikk.

6.2 EUs klima- og energipolitikk

EUs klimapolitikk begynte å bevege seg på 1990-tallet, og har over tid utviklet seg og ekspandert. I dag er EUs målsetninger på klimaområdet svært ambisiøse i verdenssammenheng. Den langsiktige visjonen er at Europa skal bli det første klimanøytrale kontinentet innen 2050, og innen 2030 skal klimagassutslippene reduseres med 55 prosent i forhold til 1990-nivå.

Boks 6.1 Net Zero by 2050 – A roadmap for the global energy system

Omstillingen til et lavutslippssamfunn krever en ekstremt ambisiøs transformasjon av energisystemet, og forutsetter en omfattende, koordinert, rask og total omlegging over hele verden. Bare hvis alle land blir klimanøytrale i 2050, kan verden lykkes med å begrense global oppvarming til 1,5 grader.

I 2021 la IEA frem veikartet «*Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy system*», som viser én mulig vei til hvordan energisektoren kan legges om for å nå klimamålene. I det skisserte scenarioet vil to tredjedeler av den totale energiforsyningen i 2050 være fornybar, og mye mer diversifisert enn i dag. Det er lagt til grunn at mesteparten av de globale utslippsreduksjonene mot 2030 vil komme fra produksjonsteknologier som allerede er etablerte, slik som vind- og solenergi og kjernekraft. Scenarioet forutsetter også et betydelig og umiddelbart taktskifte når det gjelder energieffektivisering verden over. Den årlige forbedringen av energieffektiviteten skal øke med 4 prosent mot 2030 – tre ganger så mye som det siste tiåret. Som et resultat av omfattende energieffektivisering, vil energibruken i verden være 8 prosent lavere i

2050 sammenlignet med i dag, selv om verdens befolkning øker med 2 mrd. og det legges til grunn en betydelig økonomisk vekst.

Mot 2050 må det også ruller ut nye teknologier som ennå ikke er kommersielt modne. I scenarioet kommer om lag halvparten av utslippsreduksjonene mot 2050 fra disse. Dette inkluderer blant annet avanserte batterier, hydrogen, og CO₂-håndtering og direkte CO₂-fangst fra atmosfæren. I scenarioet må globale energiinvesteringer frem til 2030 øke med om lag 2,5 ganger nivået de siste fem årene, og bli liggende på et høyt nivå videre mot 2050. Olje- og gassetterspørselen er anslått å bli redusert med henholdsvis 75 og 55 prosent i 2050 sammenlignet med 2020-nivåer. I scenarioet vil det derfor ikke være nødvendig med utvikling av nye olje- og gassfelt for å dekke etterspørselen. Kull blir nesten helt borte.

Videre handler omstillingen om mennesker – flere mennesker skal få tilgang til energi, og utslippsreduksjoner må gå hånd-i-hånd med en innsats for å sikre energitilgang til alle innen 2030.

Boks 6.2 Foreslåtte hovedsatsinger i REPowerEU

- Felles innkjøp av gass, LNG og hydrogen via EUs energiplattform.
- Danne nye energipartnerskap med pålitelige leverandører.
- Øke fornybarandelen i energimiksen til 45 prosent innen 2030, opp fra tidligere forslag om 40 prosent i «Klar for 55»-pakken.
- Rask utrulling av sol- og vindenergi prosjekter og forenkle og korte ned konsesjonsbehandlingen for fornybar energi. Fornybar energi utpekes bl.a. med status som «overriding public interest», og det skal opprettes definerte «go-to-områder» der det er gode forutsetninger for fornybar energi og lavere miljørisiko.
- Lansering av en solkraftstrategi, bl.a. med mål om 320 GW ny solkraft innen 2025 (en dobling av installert kapasitet i 2020), og 600 GW innen 2030.
- Lansering av en energisparingsstrategi, bl.a. med forslag om å øke energisparingen fra 9 til 13 prosent mellom 2020 og 2030.
- Utvikle planer for etterspørselsreduksjon ved avbrudd i gassforsyningen.
- Investeringer i et integrert og tilpasset infrastrukturnett for gass og elektrisitet.
- Tiltak for å sikre industrien tilgang til kritiske råvarer.
- Øke produksjonen av biometan.
- Regelverksutvikling og tiltak for hydrogen.

Kilde: (EU-kommisjonen 2022)

For å regulere klimagassutslipp har EU utviklet et klimaregelverk bestående av tre pilarer: Kvotesystemet, som lenge har vært flaggskipet i EUs klimapolitikk (*Emissions Trading System (ETS)*), regelverket for ikke-kvotepiktige utslipp, (*Innsatsfordelingsforordningen – Effort Sharing Regulation (ESR)*) og regelverket om bokføring av utslipp og opptak i skog og andre landarealer (*LULUCF*). Pilarene har egne tak for utslipp, og skal samlet bidra til at EU når målene for utslippskutt over tid. De tre pilarene er nærmere beskrevet i kapittel 6.3.

EUs gjeldende mål for utslippskutt ble lansert i 2019 gjennom «Europas grønne giv» («*European Green Deal*»). Strategien skal vise vei for visjonen om et klimanøytralt Europa. Målet er å omstille EU til en bærekraftig, sirkulær og klimanøytral økonomi innen 2050. I strategien ble det foreslått et bredt sett med virkemidler, sektorovergrepene initiativer og betydelige innstramminger, som en europeisk klimalov, oppdaterte 2030-mål, revisjon av det europeiske systemet for kvotehandling, og flere konkrete energistrategier. I strategien er det også et hovedpoeng å tilrettelegge for grønn vekst og rettferdig omstilling.

For å kunne implementere målene fra «Europas grønne giv» i gjeldende lovgivning, lanserte EU i 2021 klimapakken «Klar for 55» («*Fit for 55*»). Pakken inneholder forslag til nye eller reviderte regelverk som er ment å sikre at EU når sitt nye klimamål om kutt på 55 prosent sammenlignet med 1990-nivå innen 2030, oppjustert fra det

tidligere målet om 40 prosent som klimaregelverket i dag er innrettet mot.

Dette innebærer at klimaregelverkets tre pilarer revideres, i tillegg til blant annet fornybardirektivet, energieffektiviseringsdirektivet, bygningsenergidirektivet og energiskattedirektivet. De fleste sektorer er berørt.

Forslagene under «Klar for 55» er til behandling i EU, og det er ventet at det nye klimaregelverket blir vedtatt i 2023 (Klima- og miljødepartementet, 2022–2023). Veien frem for EUs omstilling er imidlertid både skiftende og uforutsigbar, noe vi har erfart gjennom de store hendelsene som har inntruffet bare i løpet av de siste par årene. Den største hendelsen er uten sammenligning krig i Europa. I lys av de store konsekvensene på energiområdet av krigen i Ukraina, har EU akselerert sin energiomstilling og forsterket sine energipolitiske mål. I mars 2022 ble strategien «REPowerEU» lansert, med mål om å fase ut russisk fossil energi. Strategien baserer seg på tre deler: diversifisering av energiimporten, energisparing og akselerere utbyggingen av mer fornybar energi (EU-kommisjonen, 2022). Hovedsatsingene, på kort og mellomlang sikt, utdypes i boks 6.2.

Det er usikkert hva som blir utfallet og de langsiktige konsekvensene av EUs forsterkede satsning, men aldri har omstillingen i Europa hatt større momentum.

Allerede senhøsten 2022 ble det varslet at EUs klimamål kan bli mer ambisiøse enn de er i dag. Under klimatoppmøtet COP27 annonserte EU-

kommisjonens klimasjef at EU vil legge frem oppdaterte klimamål om å kutte utslipp med minst 57 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå (EU-kommisjonen, 2022). Det er to prosentpoeng mer enn målsetningen som EU allerede arbeider for å innrette klimaregelverket sitt etter i «Klar for 55».

Dagens situasjon er likevel at fraværet av russisk gass i første omgang har medført tilbake-skrutt gjennom økt behov for kull, olje og LNG i Europa, som beskrevet i kapittel 3.

6.2.1 Energiomstillingen i landene rundt oss

De enkelte medlemslandene i EU kan være drivere eller bremseklosser for unionens politikktvikling. For Norge er det spesielt viktig hva landene vi er koblet til og handler kraft med gjør.

Kraftsystemet i Storbritannia har historisk vært dominert av fossil energi, med innslag av noe kjernekraft. Landet har behov for mye ny fornybar kraft for å nå målet sitt om netto nullutslipp i 2050. I tråd med regjeringens *Energy White Paper* (UK Government, 2020) og planene for å nå netto null i 2050, *Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution and Build Back Greener*, vil Storbritannia fortsatt satse på kjernekraften som energikilde. Samtidig skal den fornybare energimiksen diversifiseres, og det satses på en kombinasjon av hydrogen, havvind og mellomlandsforbindelser for å sikre avkarboniseringen (Statnett, 2020). Storbritannia er allerede et av de største havvindlandene, og mer er under bygging og planlegging.

Den britiske regjeringen lanserte i april 2022 strategien *British Energy Security Strategy* som respons på økende energipriser, høy etterspørsel som følge av pandemien og Russlands invasjon av Ukraina. Som i resten av Europa har forsynings-sikkerhet blitt viktigere også her. Ambisjonene er en enda mer ambisiøs og rask ekspansjon av fornybar energi og hydrogen for å kunne fase ut fossil kraft og trygge egen langsiktig forsynings-sikkerhet (British Energy Security Strategy, 2022).

I 2022 satte britiske myndigheter i gang et arbeid for å vurdere om markedsdesignet er egnet for utfordringene som overgangen til et fornybart kraftsystem bringer med seg. Siktemålet er å klare energiomstillingen og samtidig ivareta hensynet til både energisikkerhet og rimelige priser (UK Department for Business, 2022).

Tysklands «Energiewende» er landets planlagte overgang til en lavkarbon og kjernekraftfri økonomi. Dette har vært styrende i snart et tiår, og har gitt tydelige resultater. Historisk har det tyske kraftsystemet hatt et stort innslag av ter-

misk kraft, spesielt dominert av kull og olje, men i dag er energimiksen mer diversifisert. Nesten halvparten er fra fornybare energikilder, med blant annet en stor andel vindkraft.

Den nye tyske regjeringen har lagt frem en ambisiøs plan for å forsere utbygging av fornybare energikilder. Fornybarmålet er på 80 prosent av brutto energibruk i 2030. Et hovedtrekk er at det termiske på sikt skal fases ut og erstattes av særlig vind- og solkraft. Tyskland satser også stort på utbygging av havvind, oppskalering av hydrogenproduksjon og utfasing av landets kullkraftverk. Samtidig vil regjeringen ta regulatoriske grep, og korte ned tidsbruken i planlegging og konsesjonsbehandling av nye prosjekter (WindEurope, 2022).

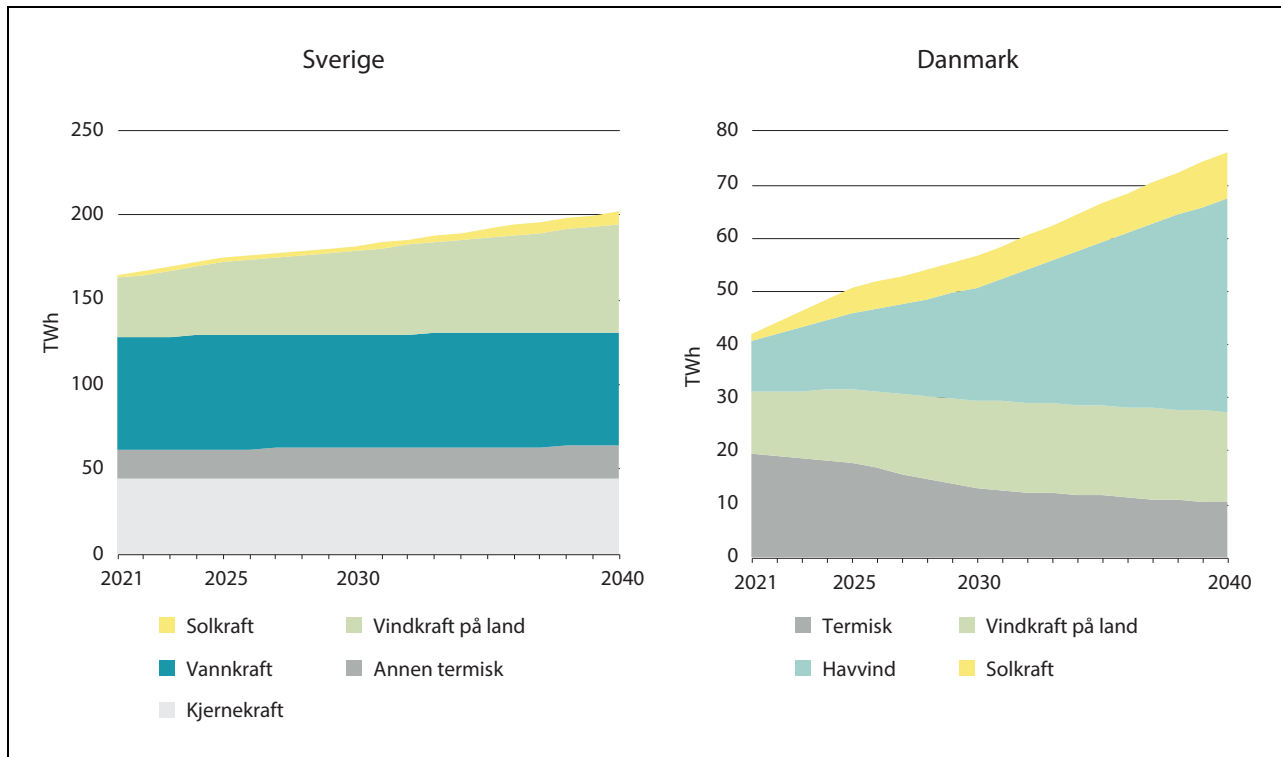
Gassbruken i Tyskland har lenge vært dekket gjennom import fra Russland. Importen fra Russland har ligget på mellom 45 og 70 prosent de siste årene (IEA, u.å.). Omstillingen av energisektoren er nå under tidspress på grunn av den reduserte russiske gassimporten. Tyskland har mål om å bli uavhengig av den russiske gassen. Siden invasjonen av Ukraina har regjeringen blant annet lagt frem nye reformpakker for å utvikle mer fornybar energi raskt (Clean Energy Wire, 2022).

Energiomstillingen går hurtig også i Norden. Selv om utviklingen i samlet kraftproduksjon og -forbruk frem mot 2040 er usikker, peker de politiske målene mot en stor utbygging av fornybar energi i Norden. Det er forskjeller mellom landene, og det enkelte lands energi- og konsesjonspolitikk påvirker hva som vil realiseres av ny kraftproduksjon de neste tiårene.

Utviklingen i Sverige er spesielt viktig for kraftsystemet vårt, fordi det er dit vi har mest overføringskapasitet. Sveriges kraftproduksjon er dominert av vannkraft og kjernekraft, hvor sistnevnte er viktig for å dekke grunnlasten i det nordiske kraftsystemet.

Særlig er potensialet for å bygge ut vindkraft i Sverige stort, men det er usikkert hvor mye mer som vil bygges ut og hvor i landet den eventuelt kommer (NVE, 2021). Når det gjelder vindkraft til havs, er svenske myndigheter i gang med å peke ut nye områder for utbygging (Infrastrukturdepartementet, 2022). I 2022 ble det også lagt frem en bredere «vindkraftpakke», med forslag til tiltak for å øke tempoet i utbyggingen på land og å utrede et tildelingssystem for arealer for vindkraft til havs (Miljødepartementet, 2022).

Nylig har den svenske regjeringen signalisert at de ønsker en nysatsing på kjernekraft, blant annet ved å redusere flere av dagens regulatoriske hinder og innføre hurtigspor for ny kjernekraft i forvaltningen (Sverigedemokraterna, 2022).



Figur 6.2 Kraftproduksjon i Sverige og Danmark 2021–2040, TWh

Kilde: NVE (2021).

NVEs analyser (NVE, 2021) viser at Sverige kan få økt kraftproduksjon mot 2040 og et betydelig kraftoverskudd. Samtidig vil mål om utfasing av fossil energi i industrien, sammen med etablering av ny industri, kunne skape et stort kraftbehov. Dette gjelder spesielt batterifabrikker og planer om elektrifisering av gruveindustri og sementindustri.

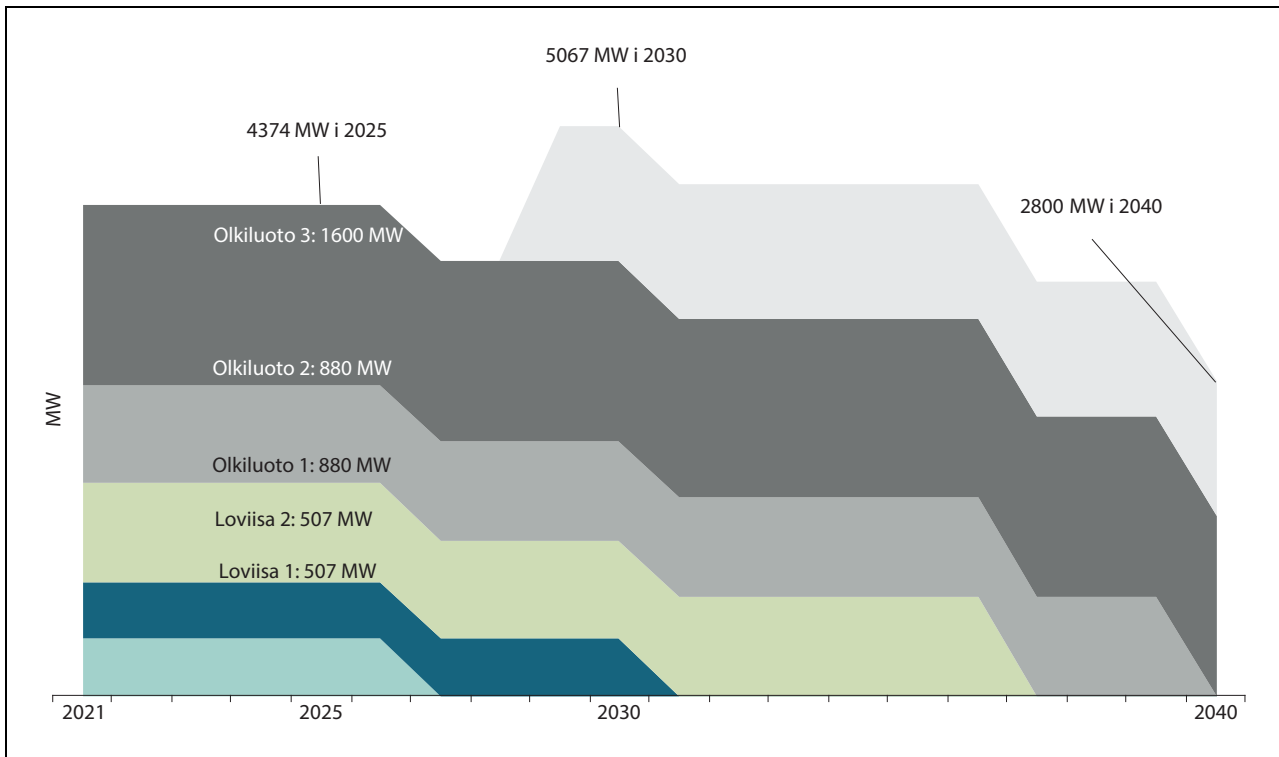
Danmark har hatt et termisk system basert på kull og gass. Også dette skal fases ut. Det satses stort på vindkraft til havs, og dette vil utgjøre en stor del av veksten i ny fornybarproduksjon fremover, i tillegg til noe solkraft. Det er ventet en høy vekst i elektrisitetsbruken (NVE, 2021). Danske bygg bruker mye fjernvarme som kommer fra termisk kraftproduksjon, og fremover ønsker Danmark å skifte den fossile energien ut med store varmepumper drevet av fornybar strøm. Videre skal transportsektoren gjøres fossilfri med en gradvis overgang til elbiler. I tillegg er det planer om etablering av datasentre og hydrogenproduksjon fra strøm.

Nysatsingen fra 2022, *Danmark kan mere II* (Den danske regjering, 2022) signaliserer at den fornybare kraftproduksjonen i Danmark kan bli enda større enn tidligere analyser tilsier. Den danske regjeringen ønsker å øke farten på den grønne omstillingen og bli uavhengig av russisk

gass. Danmark har som mål å firedoble produksjon av sol- og vindkraft på land innen 2030, og å muliggjøre en femdobling av kraftproduksjon fra havvind i samme periode. Strategien har fått et bredt flertall i det danske Folketinget. Den danske kraftforsyningen baserer seg i dag på overføring fra omkringliggende land, herunder gjennom de fire Skagerakkablene fra Norge.

I Finland spiller bioenergi en viktig rolle i landets kraftproduksjon. Bioenergi dekker i dag en høy andel av oppvarmingsbehovet i husholdninger og yrkesbygg, og dette antas videreført. Samtidig blir sektorene som er mest avhengig av bioenergi mer energieffektive.

I tillegg til bioenergi, spiller kjernekraften en viktig rolle i Finlands kraftproduksjon, og om lag en tredjedel av landets elektrisitetsproduksjon har historisk kommet herfra. Kjernekraftverkene forventes å bli viktige i overgangen til et kraftsystem med økt variabel kraftproduksjon, men dette avhenger av utfasingshastigheten. Figur 6.3 viser hvordan kapasiteten i de finske kjernekraftverkene utvikler seg dersom reaktorene fases ut etter endt levetid. Dette vil om lag halvere den totale ytelsen allerede i perioden 2030 – 2040. Det er imidlertid lite som tyder på at Finland ønsker å fase ut kjernekraft. Det satses tungt på å få det nye kjernekraftverket Olkiluoto 3 i drift etter store



Figur 6.3 Ytelse i finsk kjernekraft mot 2040 ved utfasing etter endt levetid, MW¹

¹ Som forutsatt i NVE (2021)

Kilde: NVE (2021).

kostnadsoverskridelser og forsinkelser som følge av tekniske problem.

Når det gjelder mulighetene for utbygging av ny fornybar kraft, er både potensialet og interessen for vindkraft stort. I tråd med landets nasjonale energi- og klimaplan forventes det en stor utbygging av vindkraft i Finland mot 2040.

Også det finske kraftforbruket kan komme til å øke på grunn av elektrifisering av transportsektoren, og etablering av datasentre og hydrogenproduksjon. Ettersom Finlands kraftproduksjon er ventet å ligge på om lag dagens nivå også i 2040, står landet overfor et økende kraftunderskudd mot 2040 (NVE, 2021).

6.3 Norsk klimapolitikk – mellom Paris og Brussel

Internasjonal klimapolitikk legger føringer for arbeidet i Norge og målsetningene våre nasjonalt. Våre viktigste internasjonale forpliktelser til reduksjon av utslipp av klimagasser er nedfelt i Parisavtalen, som vi har sluttet oss til. Dette målet har vi valgt å samarbeide med EU om å oppfylle. I tillegg, gjennom klimaavtalen med EU, tar Norge del i EUs klimaregelverk fra 2021 til 2030.

6.3.1 Parisavtalen

Norge har, sammen med nesten alle land i verden, forpliktet seg til å kutte i utslippene av klimagasser gjennom Parisavtalen. Parisavtalen er den første globale klimaavtalen som er juridisk bindende og reelt forpliktende (Klima- og miljødepartementet, 2021).

Siktemålet er at verden i andre halvdel av århundret skal være klimanøytral. For å få til dette, skal alle parter under Parisavtalen melde inn et nasjonalt fastsatt bidrag hvert femte år for å begrense utslipp av klimagasser. Bidragene skal stadig forsterkes og uttrykke landenes høyest mulige ambisjoner om utslippsreduksjon (Klima- og miljødepartementet, 2021).

Under Parisavtalen har Norge forpliktet seg til, sammen med EU, å redusere utslippene av klimagasser med 55 prosent i 2030 sammenlignet med nivået i 1990. Dette er et forsterket klimamål som ble meldt inn til FN i november 2022. Det tidligere klimamålet var utslippsreduksjoner på minst 50 prosent og opp mot 55 prosent. Hvor og hvordan klimakuttene skal gjennomføres, må ses i sammenheng med Norges klimasamarbeid med EU.

6.3.2 Klimaavtalen med EU

Gjennom EØS-avtalen har Norge siden 2008 deltatt i EUs system med klimakvoter (EU ETS). Omtrent halvparten av norske utslipp reguleres av ETS, og omfatter mesteparten av utslippene fra industri, petroleum og luftfart. Norge har ikke egne mål for nasjonale utslippskutt i kvotepliktig sektor under EØS-avtalen, men EU reduserer antall tilgjengelige kvoter i EU hvert år.

I henhold til EUs regelverk kan utslippsmålet gjennomføres fleksibelt. Overskudd på utslippsenheter tidlig i perioden kan spares og brukes senere år, og det er en begrenset adgang til å låne fra fremtidige år eller kjøpe utslippskvoter fra andre europeiske land.

I 2019 inngikk Norge en klimaavtale med EU som innebærer at vi fra 2021 samarbeider om en felles oppfyllelse av utslippsmål for 2030 gjennom EUs klimaregelverk med de tre pilarene. Det innebærer at vi ikke bare deltar i EU ETS slik vi hittil har gjort, men også i innsatsforordningen og LULUCF-regelverket. I praksis er Norge derfor et fullverdig medlem av EUs klimapolitiske samarbeid i perioden frem til 2030.

Innsatsforordningen omfatter ikke-kvotepliktige utslipp fra transport, jordbruk, avfall, energiforsyning, oppvarming og fluorholdige gasser, samt noe industri og petroleum. Utslipp fra disse sektorene er mindre egnet til å reguleres gjennom et kvotesystem, og reguleres derfor gjennom andre tiltak som skatter, avgifter eller subsidier.

Norges mål for å redusere ikke-kvotepliktige utslipp er satt til 40 prosent i 2030 sammenlignet med 2005. Forpliktelsen skal oppfylles gjennom et bindende utslippsbudsjett for hvert av årene mot 2030. Det norske utslippsmålet ble satt i forbindelse med EUs tidligere klimamål. Som følge av EUs forsterkede klimamål og arbeidet med revisjon av klimaregelverket i tråd med «Klar for 55»-pakken, må Norge trolig vurdere utslippsmålet på nytt.

LULUCF-forordningen gjelder arealbruk, et område som skiller seg fra de andre sektorene i klimagassregnskapet fordi det omfatter både opptak av klimagasser og utslipp. Forordningen er rettet mot forvaltet skog, avskoging, påskoging, dyrket mark, beitemark og våtmark, i tillegg til karbon i treprodukter. Målet er at klimagassutslipp fra arealbruk ikke skal overskride den mengden som bindes – altså en netto-null-forpliktelse (Klima- og miljødepartementet, 2021).

Til nå har Norge oppfylt sine internasjonale klimaforpliktelser. Utslippene har likevel nesten ikke gått ned siden 1990, fordi mye av måloppnåel-

sen er gjennomført ved at Norge har kjøpt kvoter for utslippsreduksjoner i andre land. Slik det er formulert i Hurdalsplattformen, er det regjeringens ambisjon å gjennomføre utslippskuttene i Norge.

EUs «Klar for 55»-pakke vil gripe inn i alle tre av EUs pilarer. Dette vil påvirke norsk klima- og energipolitikk. EUs reguleringsendringer overlapper med både eksisterende og planlagte norske reguleringer, noe som gjør at de kan spille godt sammen. Samtidig kan andre deler av pakken skape et behov for endret praksis eller ytterligere reguleringer (Miljødirektoratet, 2021). Først etter at det nye klimaregelverket er vedtatt kan Norge gå i dialog med EU om, og eventuelt på hvilke vilkår, de ulike delene av klimaregelverket skal gjøres gjeldende for Norge (Klima- og miljødepartementet, 2022-2023). De endelige konsekvensene for Norge er derfor uavklart.

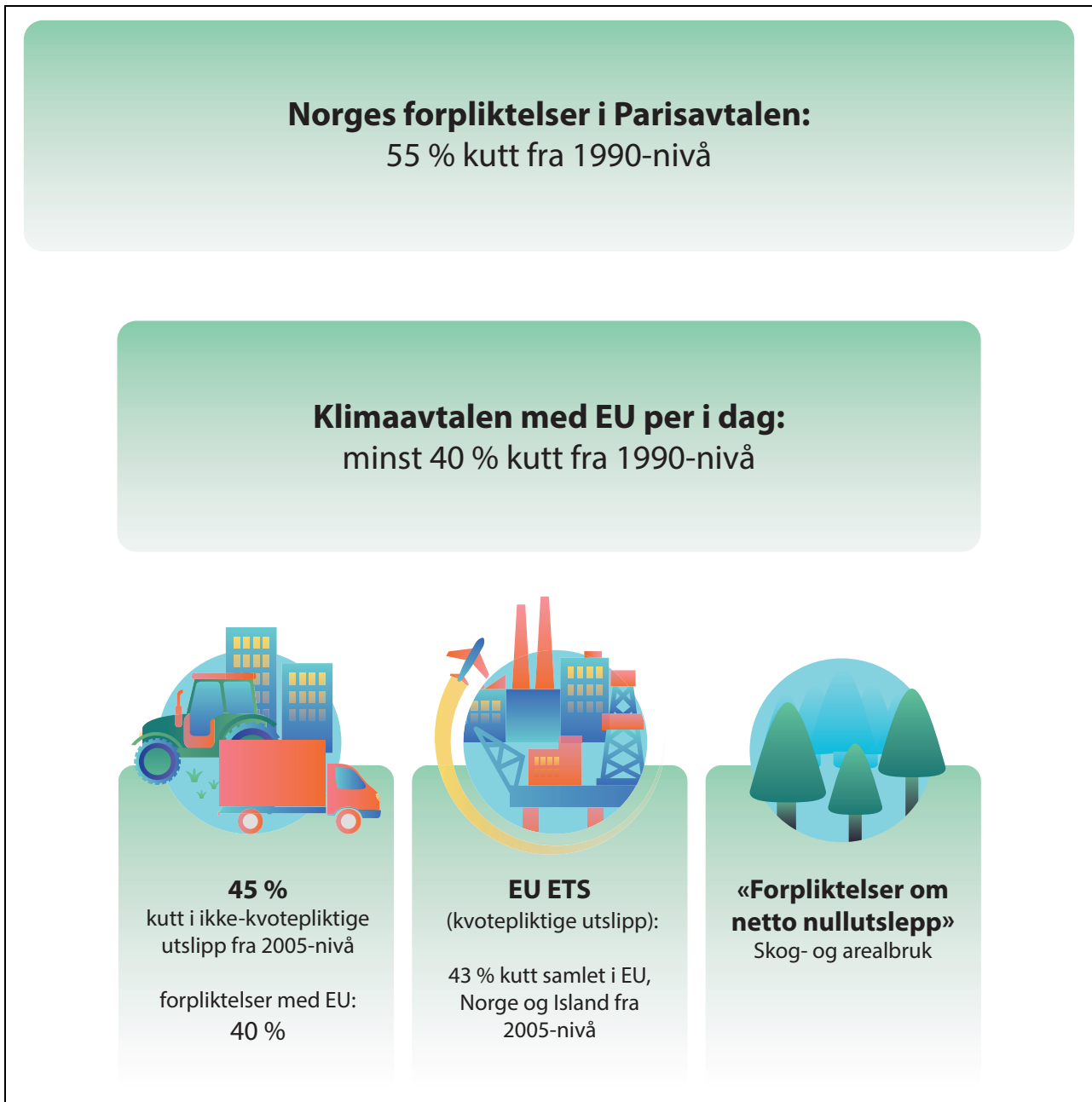
6.3.3 Nasjonale retningsgivere

Klimamålene vi har forpliktet oss til, og samarbeidet vårt med EU for utslippskutt, er integrert i norsk politikk og lovverk. Klimaloven (2017) utgjør den rettslige rammen for norsk klimapolitikk, og befester vår forpliktelse i Parisavtalen. Loven sier at Norge skal være et lavutslippssamfunn i 2050, som innebærer at vi skal kutte klimagasser med 90-95 prosent fra referanseåret 1990. Dette klimamålet er enda ikke meldt inn til FN.

Klimamålene forplikter regjeringen til hvert år å gi Stortinget en utgreiing om status og fremdrift i arbeidet. Rapporteringen skal inneholde informasjon om utviklingen i klimagassutslippene og -opptaket, utslippsfremskrivninger, gjennomføring av de lovfestede klimamålene, sektorvise utslippsbaner for ikke-kvotepliktig sektor, status for Norges utslippsbudsjett og arbeidet med klimatilpassning. I figur 6.4 er sammenhengen i klimamålene for 2030 sammenstilt, per august 2022.

Gjennom arbeidet med *Klimakur 2030* (Miljødirektoratet m.fl., 2020) er det utredet ulike tiltak og virkemidler som kan gi minst 50 prosent reduksjon i ikke-kvotepliktige utslipp i 2030 sammenlignet med 2005. Det er også utredet 60 ulike tiltak som til sammen utgjør rett over 40 millioner tonn CO₂ per år. Dette tilsvarer et utslippskutt på mer enn 50 prosent.

Fordi Norge har en høy fornybarandel i kraftproduksjonen, må det kuttes utslipp i andre sektorer for å nå målene vi har satt oss. Elektrifisering er utpekt som det viktigste enkelttiltaket og utgjør om lag 34 prosent av det totale potensialet for utslippsreduksjon som er utredet i Klimakur. Kli-



Figur 6.4 Sammenhengen i norske klimamål for 2030

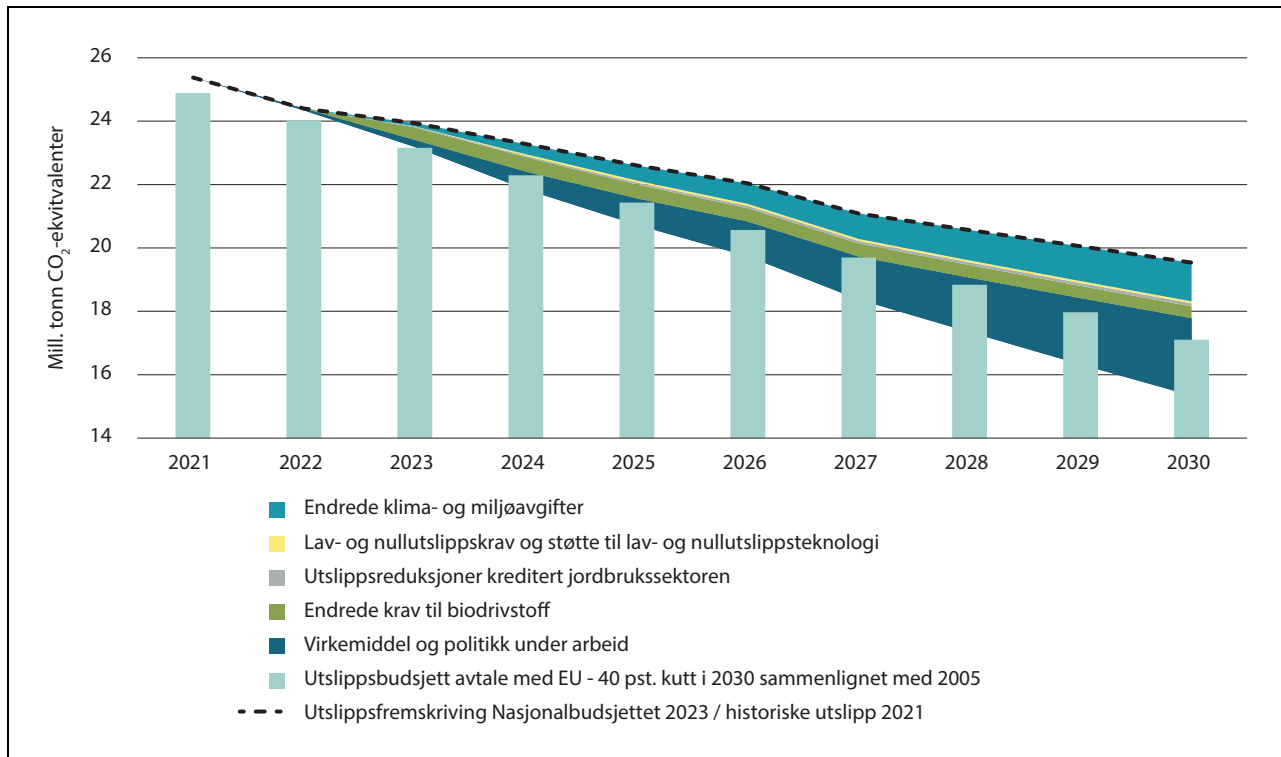
Kilde: Klima- og miljødepartementet (2022).

matiltak for å kutte utslipp i ikke-kvotepliktig sektor påvirker derfor kraftsektoren i stor grad. Gjennomføring av tiltakene i *Klimakur 2030* vil kreve om lag 6 TWh mer elektrisitet enn det Miljødirektoratet har lagt til grunn i referansebanen for kraftbruk mot 2030 (Miljødirektoratet m.fl., 2020).

Meld. St. 13 (2020–2021) *Klimaplan for 2021–2030* gjør rede for hvordan Norge skal redusere klimagassutslippene frem mot 2030 i tråd med klimamålene og i samarbeid med EU. *Klimakur 2030* utgjør en viktig del av kunnskapsgrunnlaget. De mest sentrale virkemidlene i meldingen er klima-

gassavgifter, reguleringer, utslippskvoter, klimakrav i offentlige innkjøp og støtte til innovasjon, forskning og teknologiutvikling. Hovedvekt ligger på reduksjoner i ikke-kvotepliktige utslipp. I figur 6.5 vises hvordan klimaplanen for ulike sektorer samlet kan bidra til å oppnå et mål om 45 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 2005, et mål som ble satt for å overoppfylle forpliktelsen som Norge per nå har til EU på 40 prosent.

For å utrede hvilke veivalg Norge står overfor for å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 ble Klimautvalget 2050 nedsatt i 2021. Utvalget skal



Figur 6.5 Utslippsbudsjett og forventet utslippsreduksjon etter regjeringens klimaplan 2021 – 2030. Millioner tonn CO₂-ekvivalenter

Kilde: Klima- og miljødepartementet (2020).

levere sin utredning innen 1. november 2023. I foreløpige vurderinger fra sommeren 2022 løfter utvalget frem at gode beslutningssystemer sikrer stabilitet, åpenhet og forutsigbare vilkår, samtidig som de gir fleksibilitet til å håndtere uforutsette hendelser og tilpasse seg en ny utvikling. Gode beslutningssystemer bidrar også til å gi legitimitet til politikken ved å sikre at berørte interesser blir hørt. Utvalget vurderer foreløpig at de beslutningssystemene vi har i dag må bedre tilpasses målet om en helhetlig omstilling av samfunnet (Klima- og miljødepartementet, 2022-2023).

I forbindelse med utvalgets arbeid har Miljødirektoratet gjort nye studier av mulighetene for å forsterke utslippsmålene, og kraftbehovet som vil følge med dette. Studien omfatter både kvotepliktig og ikke-kvotepliktig utslipp. Analysene viser at det vil kreve 24,4 TWh i økt kraftforbruk i 2030 sammenlignet med 2021. Behovet kan også bli enda større – for eksempel vil produksjon av drivstoff med lavt utslipp for transport kreve ytterligere 10 TWh (Miljødirektoratet, 2022). Se omtale i kapittel 9.2.4.

Kapittel 7

Glasskulen: Om fremtiden

«Det er vanskelig å spå, især om fremtiden.»

Storm P.

Usikkerhet er noe beslutningstakerne i energisektoren alltid har levd med.

På kort sikt er det usikkerhet om energitilgang og kraftbruk, siden begge deler i stor grad er avhengig av været. Ufordringen er å drifte energisystemet med de anleggene som finnes, på en mest mulig effektiv måte. Ved disponeringen av vannkraftmagasinene gjennom et år, kan man ikke forutsi med sikkerhet hvor mye tilsig kraftverkene får, hvor mye annen fornybar produksjon som kommer eller hvordan forbruket vil bli. Se kapittel 8 om været's betydning for kraftproduksjon og kapittel 5 om betydningen for kraftbruken.

På lengre sikt dreier det seg om å investere i nye produksjonsanlegg og nett basert på forventninger om forbruksutvikling. Når beslutninger tas er det usikkert blant annet hvor mye nytt forbruk som kommer, om samfunnsaksept for bygging av kraftverk og nett, utviklingen i de landene vi samhandler med, teknologiutvikling, priser, og politikk som påvirker alle faktorene. Målet om omfattende og rask omstilling fra fossile til fornybare energikilder i Europa og økt fornybarproduksjon i Norge har medført at usikkerheten om utviklingen fremover har blitt større og mye mer kompleks enn tidligere, gjennom hele verdikjeden.

7.1 Usikkerhet i langsiktige kraftmarkedsanalyser

Thema og Multiconsult (2022) har på oppdrag fra Energikommisjonen kartlagt hvilke faktorer, eller drivere, ulike analysemiljøer i Norge legger vekt på i sine langsiktige kraftmarkedsanalyser frem mot 2050. Kartleggingen er basert på intervjuer og litteraturstudier. Kartleggingen har gått mest i dybden på Statnetts og NVEs analyser fordi de er viktige premissleverandører for mange aktører, og gir en benchmarking for andre analyseleverandører.

De forskjellige langsiktige kraftmarkedsanalyserne har ulike formål og bruksområder. Premissene for analysene er viktige. For eksempel er NVEs analyser basert på dagens konkrete virkemidler og tiltak, og hva de tror blir realisert som følge av det. Statnett på sin side legger til grunn at energi- og klimamål nås, og modellerer hva som skal til for å nå målene.

Kartleggingen viser hvilke drivere analysemiljøene ser på som viktige for utviklingen av kraftsektoren på lang sikt, hvordan de vurderer usikkerheten i de ulike driverne, og egenskaper ved modellene som er benyttet for å utarbeide analysene. De ulike driverne henger tett sammen og påvirker hverandre gjensidig. Modellapparatet er viktig for å sikre konsistente konklusjoner.

Det er konsensus blant analysemiljøene om hva som i dag fremstår som de viktigste driverne for utviklingen, samt hvilke det er heftet størst usikkerhet ved. Alle er enige om at det er svært viktig, og samtidig høyst usikkert, hvordan havbasert vindkraft, hydrogen og grønn industri utvikler seg. Det er store ambisjoner for utvikling på disse områdene, men det er usikkert hvor mange av prosjektene som blir realisert, og hvor raskt de i så fall kommer.

På kraftproduksjonssiden er landbasert vindkraft og vannkraft sentrale teknologier i norsk sammenheng, mens sol er mer interessant i en europeisk sammenheng. Motstanden mot vindkraft på land og avhengigheten av samfunnsaksept skaper usikkerhet rundt den videre utviklingen av denne produksjonsformen. Kjernekraft kan være en joker både i Norden og Europa. Produksjonsmulighetene er nærmere omtalt i kapittel 10. Kapittel 9 beskriver utviklingen i energibruken.

Forbruksfleksibilitet blir helt sentralt for å kunne balansere systemet når stadig mer uregulerbar strømproduksjon blir introdusert i kraftsystemet. Det er særlig fleksibilitetspotensialet fra industrien som trekkes frem som interessant fordi det kan være snakk om store volum, men også dette er veldig usikkert.

Driver	Kort sikt		Lang sikt		
	Viktighet	Usikkerhet	Viktighet	Usikkerhet	
Kraftkrevende industri	★★★	Utviklingen i Nord-Norge og Nord-Sverige er i fokus	Hvor mye og når? ★★★	Stålindustri i Nord-Sverige	Hvor mye og når?
Fornybarkapasitet	★★★	Landvind og sol er hovedfokus	Hvor mye og når? Værusikkerhet Volatilitet ★★★	Alle teknologier inkl. kostnader	Hvor mye og når? Værusikkerhet Volatilitet
Mellomlandsforbindelser	★★★	Prisforskjell nord-sør og import fra kontinentet	Hvor raskt øker kapasiteten nord-sør? ★★★	Likere priser, lavere volatilitet	
Fleksibilitet	★★★	Behovet for fleksibilitet øker	Værusikkerhet Volatilitet ★★★	Grønt hydrogen, fleksibelt forbruk nevnes som viktige bidragsyttere	Hvor mye og når? Værusikkerhet Volatilitet
CO ₂ -pris	★★★	Produksjonsmiks med høy termisk andel	Hvor går prisen? ★★★	Lav termisk andel etter 2030	Hvor går prisen?
Brenselspriser	★★★	Gass mer enn kull	Hvor går prisene? ★★★	Mindre betydning når termisk andel minker	Hvor går prisene?

De fleste rapportene peker på politikk og regulering som viktige drivere, men disse antas som regel å ha en indirekte påvirkning ved at de andre driverne endres.

Figur 7.1 Oppsummering av drivere, viktighet og usikkerhet i litteraturstudien på kort og lang sikt

Kilde: Multiconsult og Thema (2022).

Nettutviklingen blir fremhevet som en særlig sentral driver. Dersom det skal komme mye ny industri er det nødvendig å forsterke nettet, og for vindkraft til havs er det nødvendig å avklare hvordan nettet skal organiseres.

Brenselsprisene, herunder CO₂-prisen, påvirker kraftprisen i stor grad og anses å være viktige for ulike aktørers beslutninger. Brenselsprisene er avgjørende på kort sikt, men betydningen avtar etter hvert som fossile energikilder fases ut av den europeiske energimiksen.

Det er enighet om at de politiske målsetningene på EU-nivå gir viktige signaler. Det er noe uenighet om det er målene i seg selv som er førende, eller om det er konkrete reguleringer, virkemidler og støttesystemer som er mest avgjørende i analysene. Flere analysemiljøer legger til grunn vedtatte virkemidler i analysene sine, fremfor mer ambisiøse politiske mål.

Analysemiljøene mener at norske myndigheter kan påvirke flere av driverne og bidra til å realisere ambisjoner og redusere usikkerhet. Konsesjonspolitikken er viktig og påvirker hvilke produksjonsteknologier som kommer, omfanget av utbygginger og hvor raskt det bygges. Hvordan vedtatte klimamål og klimaambisjoner følges opp med faktiske virkemidler og rammebetingelser er av stor betydning. I tabell 7.1 er viktighet og usikkerhet ved ulike drivere, på kort og lang sikt, oppsummert.

Alle analysemiljøene erkjenner at analyser av den langsiktige utviklingen på energiområdet vil være usikre. Usikkerheten håndteres i stor grad gjennom scenarioer og sensitivitetsanalyser som viser et utfallsrom. De fleste analysene har et forventningsscenario, og opererer med et «høyt» og «lavt» scenario som legger til grunn enten vedvarende økonomisk vekst eller vedvarende resesjon. Analysene komplementeres gjerne med kvalitative vurderinger og resonnerer rundt resultatene. Det tilgjengelige modellapparatet for analysene vurderes generelt som godt, men kvaliteten på dataene som legges inn i modellene varierer. Spesielt nevnes det at data rundt forbruksfleksibilitet er utfordrende, særlig knyttet til industri, da dette er informasjon som industrien gjerne ikke deler.

Flere av analysemiljøene bemerker at resultater fra modellene ikke må behandles som en fasit, men at de er ment å gi et grunnlag for diskusjon. Det er umulig å forutsi fremtiden, og modellene er først og fremst verktøy for å vise hvordan ulike aspekter henger sammen og kan utvikle seg. Det vises til kapittel 11 for en konkret gjennomgang av noen analyser av kraftbalanse og priser frem mot 2030 og 2050.

Kompetansen innen modellering av kraftsektoren i Norge er høy, med bakgrunn i flere tiårs erfaring med detaljert modellering av vannkraftsystemet og kraftmarkedet. Det kan stilles spørsmål ved om det er problematisk at det er så stor grad av konsensus i analysene. Det er stort sett

samme type modeller som benyttes, og det kan gi et smalt utfallsrom i analysene. Aktørene er kanskje heller ikke flinke nok til å «tenke utenfor boksen». Nye tiltak blir i liten grad «stresstestet» i ekstremscenarioer med svært lav sannsynlighet.

Man kan ikke dimensjonere et kraftsystem basert på de mest ekstreme utfallene som ikke er særlig sannsynlige. Slike analyser kan likevel være et nyttig verktøy for å etablere strategier for krisehåndtering og beredskap.

Kapittel 8

Været som motoren i kraftsystemet

Norge har alltid hatt et værbasert kraftsystem, hvor tilsig til vannkraftsystemet har variert mellom ulike år. Reguleringsmagasinene bidrar til å jevne ut tilsigsvariasjonene, og mange norske kraftverk kan dermed produsere kraft selv i perioder med lite nedbør og lavt tilsig.

Økt utbygging av fornybar kraftproduksjon fra vind og sol i Norge og Europa gjør at kraftsystemet blir mer væravhengig. Til forskjell fra den regulerbare vannkraften, kan ikke energien fra sol og vind lagres. Omleggingen på energiområdet kan derfor bli krevende, særlig med tanke på at den skal skje samtidig med at både kraftforbruk og effektbehov er forventet å øke.

8.1 Typiske værmønstre

NVE har gjort en analyse av hvordan været påvirker kraftproduksjon og strømforbruk. Været i hele Nord-Europa henger sammen og følger ofte noen kjente mønstre. For eksempel vil et lavtrykk i Nordsjøen gi mye vindkraftproduksjon i hele Nord-Europa, og nedbør som fører til økt vannkrafttilsig (NVE, 2020).

Et av de vanligste værmønstrene kjennetegnes ved lavtrykk ved Island og høytrykk over Azorene. Lavtrykk bringer med seg milde temperaturer, med vind og nedbør på Vestlandet og i Nordland. Østafjells og i Sverige vil det derimot være oppholdsvær og lite nedbør. I Tyskland og Storbritannia er det gjerne mildt, tørt, litt sol og mye vind. Rundt Middelhavet er det tørt og kaldt. Et slikt vær er typisk om høsten og vinteren.

Et annet vanlig værmønster kjennetegnes av høytrykk over Nord-Europa. Det kalles Euro-Atlantisk blokkering. Om sommeren gir dette varme soldager med lite vind i Norden. I Nord-Europa blir det også varmt og solrikt, men noe mer bygevær og vind. Om vinteren vil dette værmønsteret gi både Norden og Nord-Europa en typisk tørr og kald vinterdag med litt sol. I Nord-Europa vil det blåse noe, men nesten ingenting i Norden.

8.2 Hvordan været påvirker kraftproduksjon og kraftforbruk

De forskjellige værmønstrene påvirker kraftproduksjonen og kraftforbruket mellom år, sesonger og gjennom døgnet. Det er også betydelige geografiske forskjeller i produksjonen, fordi Norge er et langstrakt land med forskjellige værforhold. Dette fører blant annet til at det ofte blåser på forskjellige tidspunkter i Sør- og Nord-Norge. Vindkraftproduksjon i Sør-Norge sammenfaller mer med vindkraft i andre regioner rundt Nordsjøen enn i Nord-Norge. Når det blåser mye i Sørvest-Norge, produseres det mye vindkraft i regionene rundt Nordsjøen.

Vannkraft er avhengig av nedbør og tilsig som historisk viser store årlige variasjoner. En oversikt for Norge for perioden 1958-2016 viser en forskjell på 76 TWh mellom året med størst og minst tilsig. For landet under ett er 1960 året med minst tilsig. Det utnyttbare tilsiget var da 95 TWh. Denne hendelsen har et beregnet gjentakintervall på 20-50 år. For en vilkårlig tolv-månedersperiode er det registrert tilsig mindre enn 95 TWh for fire uavhengige hendelser siden 1958 (NVE, 2017). År med lite nedbør kan være utfordrende for det norske kraftsystemet, selv med store flerårsmagasinene som kan lagre mer enn tilsiget i et normalår. I tørre år med lite tilsig er det ofte også samme situasjon i Sverige og Finland.

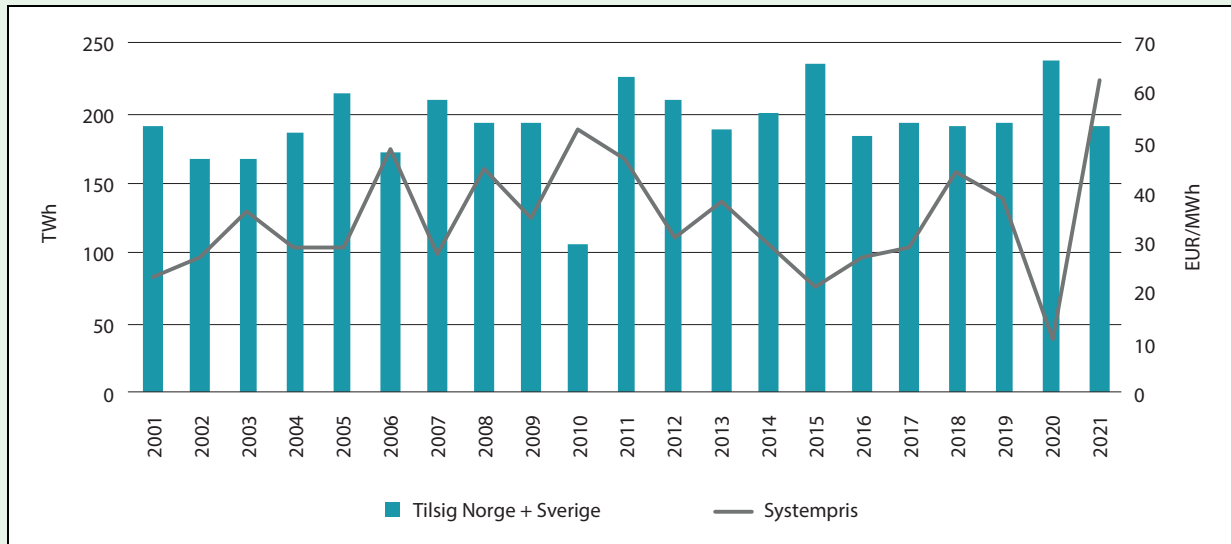
Lignende vær i naboland, kombinert med økende andel vind- og solkraft i alle land, forsterker effekten av været på kraftsystemet. Siden den samme værtypen ofte preger store deler av Europa, kan variasjon i vær føre til situasjoner hvor det enten er svært mye eller svært lite fornybar kraftproduksjon, også over korte tidsintervaller.

Figur 8.2 viser hvordan kraftproduksjonen har variert over en 40-årsperiode (1979-2019) for ulike produksjonsteknologier i Norden og land Norge har mellomlandsforbindelser til. Kun teknologier med snittproduksjon over 2 TWh/år er

Boks 8.1 Variasjoner i vannkrafttilsig påvirker systemprisen i Norden

En stor andel vannkraft i det norske og svenske produksjonssystemet gjør at variasjoner i tilsig til vannmagasinene har stor effekt på prisene i Norden.

I perioder med høyt vannkrafttilsig er det stort tilbud av kraft, og prisene vil normalt gå ned. I perioder med lite nedbør og mindre tilsig vil prisene normalt øke.



Figur 8.1 Vannkrafttilsig, TWh og systempris, EUR/MWh, 2001–2021

Kilde: Nord Pool, Statkraft.

med. Kraftforbruk er vist kun for Norge (NVE, 2020).

For Norge varierer kraftforbruket med ca. 3-4 prosent mellom det kaldeste og det varmeste året i perioden 1979-2019. Til sammenligning varierer kraftproduksjonen mellom 12-30 prosent i den samme perioden.

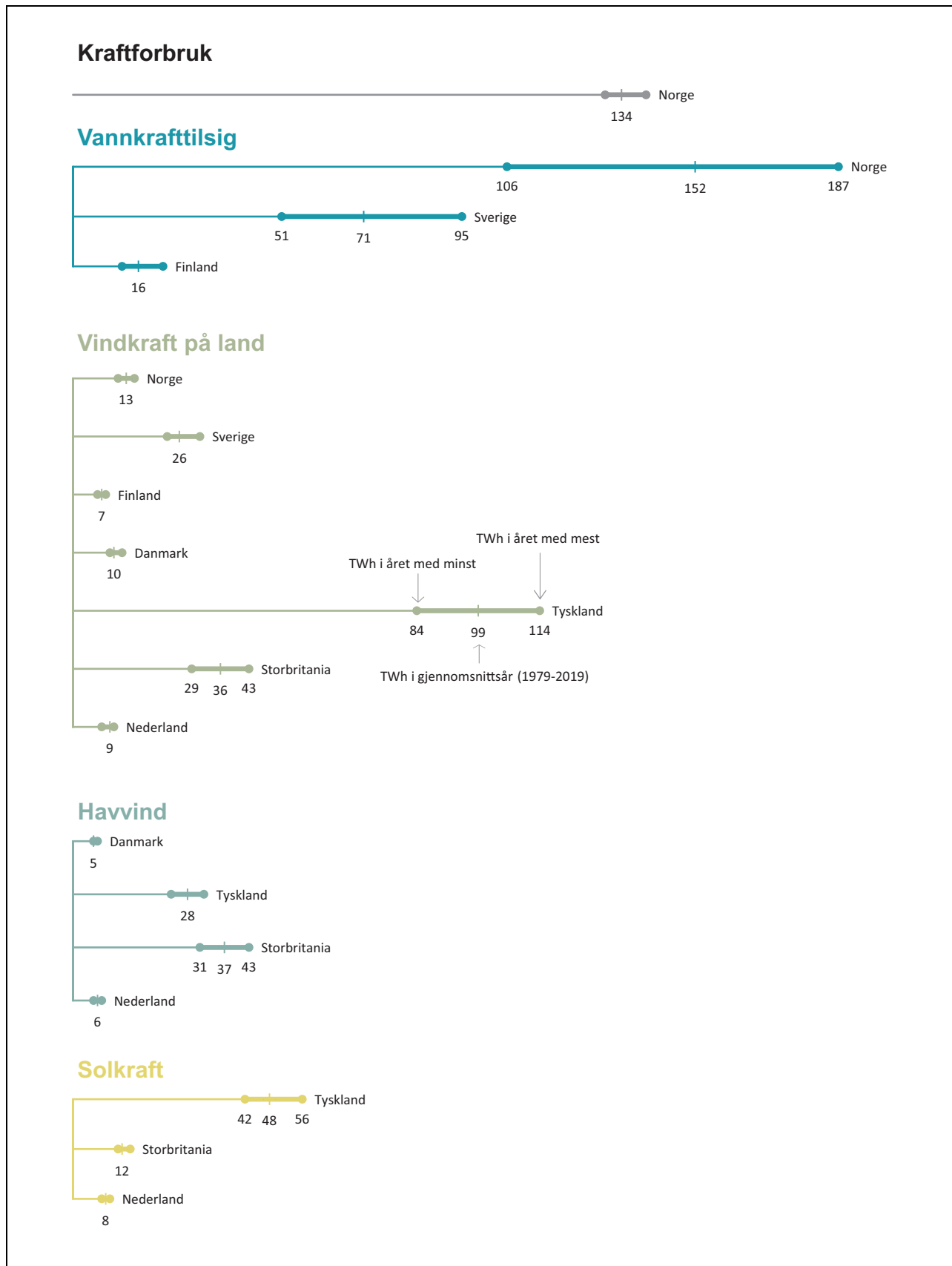
Siden en betydelig andel av det alminnelige kraftforbruket går til oppvarming, medfører dette stor sesongmessig forskjell i det norske forbruket av strøm vinterstid og sommerstid. Kraftkrevende industri har på sin side et jevnere kraftforbruk gjennom hele året.

Over døgnet er kraftforbruket lavest om natten, mens toppforbruket er om morgenen og på ettermiddagen. Døgnvariasjonen i kraftforbruket er større om vinteren enn om sommeren og større på ukedagene enn i helgen. Selv om kraftforbruket varierer gjennom døgnet, er det også en stor del av forbruket som ligger jevnt som en grunnlast, slik som kraftforbruk til industrielle prosesser.

Boks 8.2 Det blåser alltid på toppene, men ikke på kontinentet!

Et eksempel på hvordan været kan påvirke kraftproduksjonen drastisk i løpet av kort tid observerte man i Tyskland i starten av uke 46 i 2021. Uken startet med lite vind på kontinentet, og den tyske vindkraftproduksjonen bidro med mindre enn 1 GW over flere timer. Til sammenligning er det installert om lag 60 GW vindkraft i Tyskland. I løpet av denne uken varierte tysk vindkraft med 35 GW innenfor 3 ukedager (NVE, 2022).

Slike situasjoner er spesielt utfordrende for kraftsystemet når produksjonssvikten er langvarig eller skjer samtidig over større områder. Det vil gjøre det vanskeligere å opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk både i Norge og Europa.



Figur 8.2 Variasjon i årlig kraftproduksjon og -forbruk i TWh per teknologi for Norden og land Norge har mellomlandsforbindelser til

Kilde: NVE (2020).

Kraftproduksjonen mellom ulike energikilder i Norge viser også en klar sesongvariasjon. Om vinteren flyttes store mengder varmeenergi fra sørlige til nordlige breddegrader i form av vind. Dette gjør at det blåser mer om vinteren enn om sommeren. Den gjennomsnittlige sesongprofilen for vindkraft på land sammenfaller derfor godt med sesongvariasjonen for forbruk. Det blåser imidlertid lite på veldig kalde vinterdager når strømforbruket også er på det høyeste. Vindkraft på land og havvind har ganske lik sesongprofil, men havvind har som regel en høyere og jevnere kraftproduksjon enn vindkraft på land, siden den ikke påvirkes av topografiske forhold.

Tørt og kaldt vær med lite vind er typisk når det ligger et høytrykk over Nord-Europa. I slike perioder vil regulerbar vannkraft spille en veldig viktig rolle i å opprettholde effektbalansen. Ulik geografisk plassering av vindkraftverk i Norge kan gi en jevnere tilgang til vindkraftproduksjon, siden det blåser til forskjellige tider nord og sør i landet (NVE, 2020).

Tilsiget som ender opp i vannmagasinene har en nesten motsatt sesongprofil av vind. På vinteren er tilsiget som regel lavere enn resten av året, fordi det er kaldt og nedbøren legger seg som snø. Tilsiget er størst på våren når snøen smelter. Utover sommeren bidrar bresmelting til tilsiget. Vindkraftproduksjonen er derimot i snitt på sitt laveste sent på våren og om sommeren. Sett i et sesongperspektiv utfyller derfor vindkraft og vannkraft hverandre godt.

Verdien av den regulerbare vannkraften vil øke i takt med andelen uregulerbar vind- og solkraft som bygges ut. Den store fordelene med den regulerbare vannkraften er at den kan settes inn og tilpasses forbruket ved behov. Norge har halvparten av Europas magasinkapasitet, og over 75 prosent av den norske produksjonskapasiteten er regulerbar (Energifakta Norge, 2022). Elvekraftverk som utnytter det naturlige tilsiget gir også et stort samlet bidrag til kraftproduksjonen i Norge, men kan ikke styres etter forbruket. Tilsiget er lavest om vinteren når forbruket er høyt. Store variasjoner i vintertilsiget mellom ulike år øker usikkerheten og gjør det vanskeligere å planlegge driften av vannkraftverkene.

Solkraftanlegg produserer ut fra lysforholdene, og i Norge er produksjonen størst i sommerhalvåret. Om sommeren, når det blåser mindre i hele landet, vil solkraft kunne bidra til å utfylle vindkraften på en god måte. Meteorologisk institutt og NVE er i gang med en nasjonal kartlegging av solressursene. Foreløpige beregninger bekrefter at det er gode muligheter til å utnytte

solenergi over hele landet, men de beste områdene ligger i Sør-Norge, spesielt langs Ytre Oslofjord og i høyfjellsområdene (Meteorologisk institutt, 2022).

Når det gjelder variasjoner i kraftproduksjonen gjennom døgnet, har vind og vannkrafttilsigt ingen regelmessig døgnprofil, mens solkraft har en utpreget døgnprofil fordi den styres av hvor høyt sola står på himmelen. Solkraft bidrar lite i topplasttimene, særlig på vinteren.

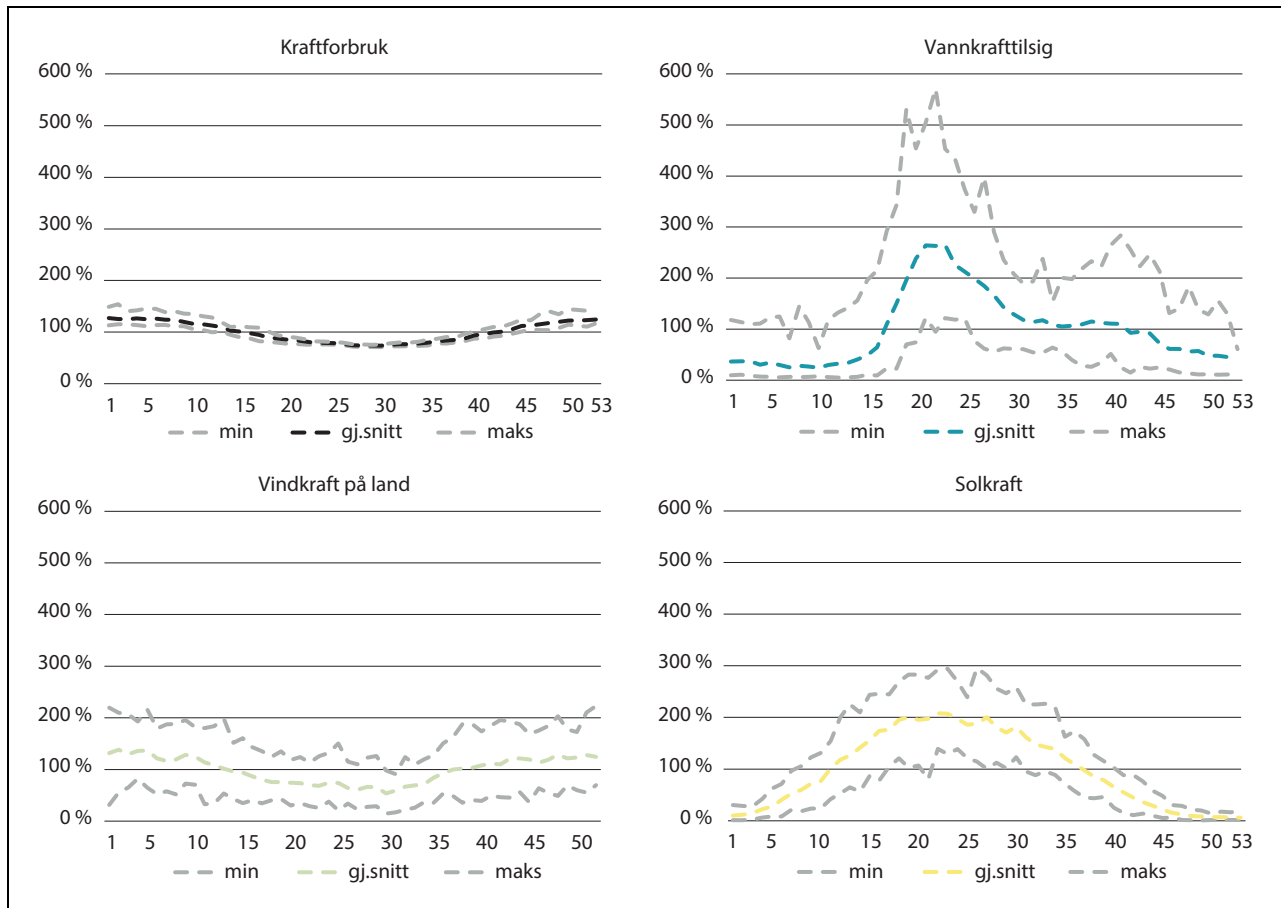
8.3 Effekten av endringer i klimaet

Fremover vil et varmere og våtere klima føre til at det samlede vannkrafttilsiget i Norge normalt øker. Mesteparten av økningen i tilsiget vil kunne utnyttes til vannkraftproduksjon. I gjennomsnitt vil det komme mer tilsig om vinteren i hele Norge, men det forventes særlig store endringer på Vestlandet og i Trøndelag. Behovet for å fylle magasinene helt opp om høsten reduseres når nedbøren i stadig større grad vil falle som regn gjennom vinteren. At snømagasinet i gjennomsnitt blir mindre, reduserer behovet for å tappe ned magasinene om våren for å gjøre plass til snøsmeltingen. Snøen vil komme senere og smelte tidligere. Snømagasinene vil dermed få mindre betydning (mindre energi vil bli lagret som snø). Konsekvensen av dette er at man går fra å ha en tydelig tilsigstopp med snøsmeltingen på våren, til å få større deler av tilsiget utover høsten og vinteren (NVE, 2019).

Variasjonene i tilsiget fra år til år vil samtidig øke. I dag kan vintertilsiget variere med rundt 26 TWh, mens en mot slutten av århundret forventer at det kan variere med om lag 46 TWh. Om sommeren vil det bli mindre tilsig i hele Norge enn vi har sett de siste tiårene på grunn av mindre bresmelting og økt fordampning.

Klimaendringene gjør at produsentene må tilpasse manøvreringen av magasinene til et endret tilsigsmønster for å opprettholde fleksibiliteten og unngå flomtap.

Ifølge Klimapanelets femte hovedrapport (AR5), vil et varmere klima også gi økt sannsynlighet for lengre og mer omfattende tørkeperioder i Europa. I Norge viser klimafremskrivningene at den sørlige landsdelen er mest utsatt for tørke (Norsk klimaservicesenter, 2022). Langvarig tørke på grunn av lite nedbør og fordampning som skyldes høye sommertemperaturer, kan gi underskudd i markvann og grunnvann og derved redusert tilsig i de områdene som blir berørt (Hisdal & Tallaksen, 2018).



Figur 8.3 Prosentvis variasjon over året i kraftforbruk, vannkrafttilsig, vindkraft og solkraft i perioden 1979-2019, prosent¹

¹ De stiplede linjene viser historisk maks- og minimumsnivå i samme periode. Profilene og utfallsrommene er ukedata. Kilde: NVE (2022).

Klimamodellene viser liten eller ingen endring i midlere vindforhold. For de aller høyeste vindhastighetene er det en økning i alle årstider. Modellresultatene er imidlertid svært usikre når det gjelder vind (NVE, 2022).

8.4 Hva kan bidra til å redusere sårbarheten i et væravhengig kraftsystem?

En satsing på flere ulike fornybare energikilder som samspiller for å produsere, lagre og fordele energi på en robust og sikker måte, kan bidra til å redusere sårbarheten i kraftsystemet. Energidiversitet er et stikkord i den sammenheng. Muligheten for utveksling av kraft med andre land kan også bidra til å øke forsyningssikkerheten, særlig i tørrår når vannkrafttilsiget er mye lavere enn normalt. På den annen side kan stor utvekslingskapasitet også bidra til å svekke forsyningssikkerheten dersom vannmagasinene tømmes for å

sikre bunnlast til omkringliggende land. Siden strømforbruk og produksjonskapasitet er ujevnt fordelt over landet, er det viktig å etablere mer produksjon i underskuddsområder. Det vil også være nødvendig å sikre tilstrekkelig nettkapasitet mellom områder for å kunne dekke underskudd som ikke kan fjernes gjennom mer lokal produksjon.

Behovet for komplementære produksjonsteknologier, kraftutveksling og et driftssikkert og effektivt strømnnett forsterkes ytterligere av klimaendringene. Endringene utfordrer det fremtidige kraftsystemet gjennom nye værmønstre, endringer i tilsigsvolum og fordeling mellom årstider, samt mer ekstremvær.

En raskt økende andel av variabel kraftproduksjon fra sol og vind vil likevel gjøre det utfordrende å opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk i alle deler av landet til enhver tid. Økt effektbehov og mer ikke-regulerbar kraft på nettet øker behovet for fleksibilitet i kraftsystemet. I Norge dekkes store deler av behovet for

fleksibilitet i dag av vannkraftverk med magasiner. Vannmagasinene står helt sentralt i et forsynings-sikkerhetsperspektiv og det må utvikles et regelverk som sikrer at de disponeres på en måte som gir tilstrekkelig energi- og effektbalanse også i år med lavt tilsig. Etablering av pumpekraft i tilknytning til eksisterende magasiner der dette er mulig, kan bidra til ytterligere fleksibilitet. I tillegg vil det være stort behov for ny type fleksibilitet ut over den regulerbare vannkraften, som for eksempel batterier, hydrogen og forbrukerfleksibilitet, se omtale i kapittel 9.

I dag er Norge avhengig av vedfyring for at strømmettet skal tåle de kaldeste vinterdagene.

Omtrent halvparten av norske boliger har ildsted, og i perioder med høye strømpriser og kaldt vær gir vedfyring et viktig bidrag til forsynings-sikkerheten. Ved er den nest viktigste energikilden i husholdningene, se omtale i kapittel 10.7. En ny undersøkelse fra Norstat utført på vegne av bransjeforeningen Norsk Varme viser at 340 000 norske boliger fått ny vedovn de siste to årene. Samme undersøkelse viser også at rundt 700 000 nordmenn bor i et hjem med et ildsted som bør byttes ut med rentbrennende ovn med mindre utslipp og bedre effekt.

Kapittel 9

Utviklingen i energibruken

Strøm og varme yter tjenester i samfunnet som gir velstand og vekst. Vi lager varer av en kvalitet, og i et omfang, som hadde vært utenkelig uten energibruk. Vi forkorter avstander med bil, båt, tog og fly. Våre hverdager blir lettere og fylt av opplevelser. Energibruk er ikke et mål, men et middel.

Vi står i en situasjon der vi skal sørge for at vi fortsatt har et stabilt energisystem, med trygg tilgang på strøm og varme, under endrede vilkår. Måten vi bruker energi på er en avgjørende faktor for å lykkes.

Kraftbruken i Norge er i dag rundt 138 TWh. Ifølge NVEs og Statnetts fremskrivninger vil det bli en økning i kraftbruken på 21-30 TWh mot 2030, og 36-45 TWh mot 2040, blant annet som følge av tiltak for å redusere klimagassutslipp og etablering av ny industri. Samlet kraftbruk forventes å øke raskt mot 2030, og deretter mer moderat mot 2040. Alle analysemiljøene understreker at det er stor usikkerhet knyttet til fremskrivingene.

9.1 Viktige drivere for utviklingen

En rekke drivere påvirker utviklingen i energi- og kraftbruken i Norge. Den viktigste driveren er de ambisiøse klimamålene, som påvirker det norske energisystemet både direkte og gjennom endringer i energisystemene rundt oss. Alle sektorer som benytter fossile energivarer i Norge skal erstattes med elektrisitet i større eller mindre grad. Ny industri som er viktig for å gjennomføre omstillingen er i fremvekst, for eksempel produksjon av batterier, hydrogen og etablering av datasentre. Det er industri som er nødvendig for å realisere mer automatisering og digitalisering, og som i seg selv kan gi en stor økning i kraftbruken.

Befolkningsvekst er en driver for økt energibruk i husholdninger og tjenesteytende sektor, der det aller meste av energibruken skjer i bygninger. Energieffektivisering begrenser forbruksveksten i bygninger, og andelen av energibruken som går til oppvarming vil over tid synke fordi

boliger og næringsbygg blir mer energieffektive. Økende bruk av fjernvarme og andre varmeløsninger kan redusere bruken av elektrisk energi til oppvarming. Det er lite fossil energibruk igjen i bygningssektoren.

Transportsektoren bruker fortsatt i stor grad fossile energivarer. Den fremtidige kraftbruken i denne sektoren påvirkes av utslippsmål, virkemidler for omlegging til fornybare energivarer, og teknologisk utvikling. Omstilling av transportsektoren vil innebære mye elektrifisering. Noe av energibruken til transport kan forventes å bli dekket av energivarer som ammoniakk, hydrogen og syntetiske drivstoff, men produksjon av slike drivstoff kan gi økt etterspørsel etter elektrisitet.

Mens utviklingen i energibruk i bygninger skjer gradvis, innebærer industrietablering sprangvise forbruksøkninger. Industriens fremtidige kraftetterspørsel er den mest usikre faktoren i alle fremskrivninger av energibruken. Hvilke typer industri som kommer, og i hvilket omfang, vil være avhengig av mange faktorer, som nettkapasitet og annen infrastruktur, kraftpriser, tilgang på areal og ferskvann, kompetanse og arbeidskraft.

Fremskrivingene av energibruken som det her er referert til ble gjort i 2021. Utover høsten 2021 økte imidlertid kraftprisene kraftig, og med krigen i Ukraina ble prisveksten rask og voldsom, se kapittel 3 og 11. Denne krisen kan gi varige endringer i markedene, og skaper nye usikkerheter i vurderingene som det ikke er tatt høyde for i de langsiktige energimarkedsanalysene som forelå før krisen.

Eksempelvis tyder undersøkelsen gjort av Vista Analyse og DNV, etter oppdrag fra Olje- og energidepartementet, på at priselastisiteten er større enn tidligere antatt (DNV og Vista Analyse, 2022). Det temperaturkorrigerede elektrisitetsforbruket i husholdninger i Sør-Norge sank betydelig fra vinteren 2020/2021 til vinteren 2021/2022. Det gjorde også forbruket i fritidsboliger. Det er grunn til å tro at dette har sammenheng med det høye prisnivået i Sør-Norge.

9.2 Utfallsrom for utviklingen i kraftbruken

9.2.1 Hvor høy blir kraftbruken?

Analysemiljøene er samstemte i sine forventninger om at kraftbruken vil øke betydelig mot 2030.

NVEs siste langsiktige kraftmarkedsanalyse ble gjort i 2021 (NVE, 2021) og gjelder mot 2030 og 2040. Mot 2040 finner NVE i sitt basisscenario at kraftbruken øker fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh.

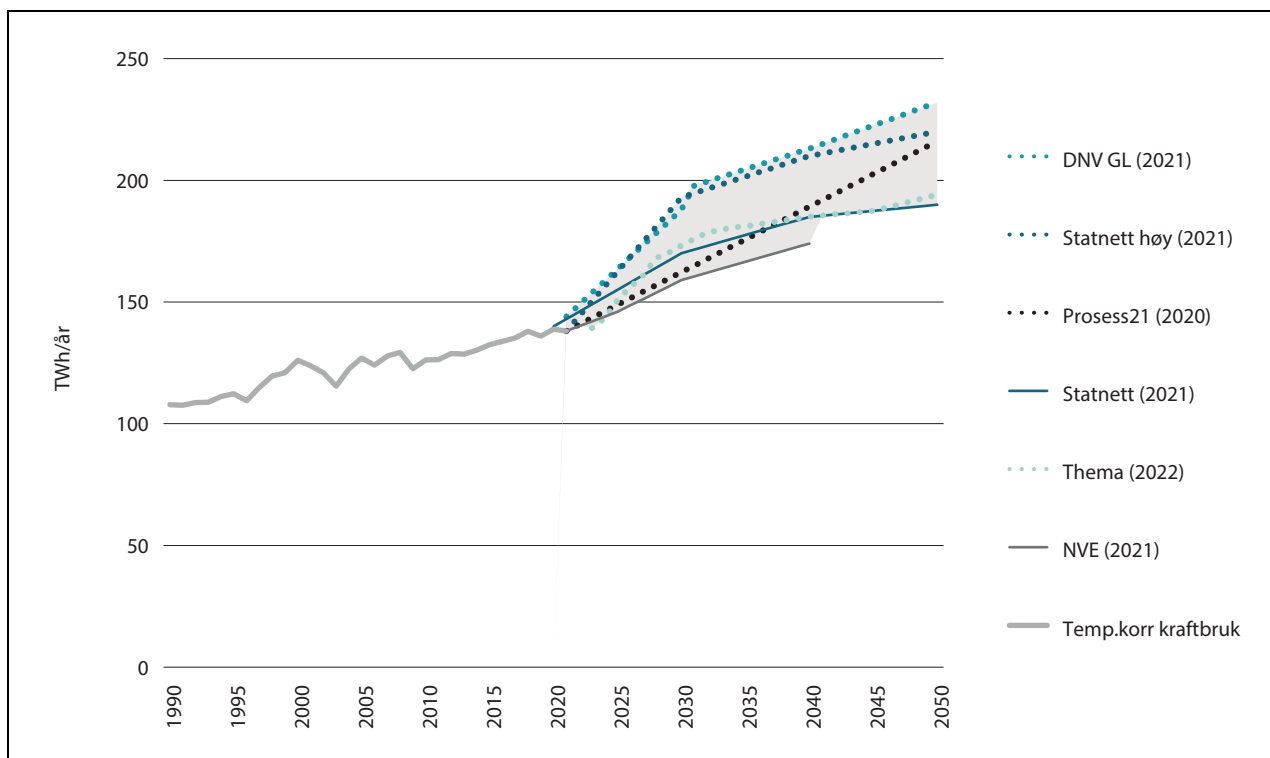
Statnetts siste langsiktige analyse gjelder perioden 2020-2050 (Statnett, 2020) og ble oppdatert i juli 2021 (Statnett, 2021). I Statnetts basisscenario øker kraftbruken fra ca. 140 TWh i 2020 til 185 TWh i 2040. I de oppdaterte analysene fra 2021 legger Statnett til grunn EUs mål om en reduksjon i klimagassutslippene på 55 prosent innen 2030, og at Europa når utslippsmålene for 2050. De forventer at økningen i CO₂-prisen vil fortsette. Mot 2050 har Statnett et større utfallsrom for utviklingen i kraftbruken, fordi forbruksplanene er mindre konkrete langt frem i tid. Utviklingen avhenger også av hvor mye aktiviteten i petroleumssektoren reduseres på sikt. I en kortsiktig kraftmarkedsanalyse (Statnett, 2022) gir Statnett

en oppdatering på endringer de forventer i nær fremtid.

I figur 9.1 og tabell 9.1 vises utfallsrommet for veksten i kraftbruken. Statnetts analyse strekker seg til 2050, mens NVEs analyse stopper i 2040. Begge fremskrivingene viser en betydelig økning i kraftbruken. I figuren er også DNV GLs, Themas og Prosess21s fremskrivninger av kraftbruken representert, se også kapittel 9.2.4. DNV GLs, Prosess21s og Statnetts høy bane viser den største økningen i kraftbruken mot 2030 og mot 2050.

Ulikhetene i fremskrivingene av kraftbruken er for en stor del knyttet til at analysemiljøene har ulik inngang til analysene. Noen miljøer, som NVE, har lagt vedtatte virkemidler til grunn i beregningene. Andre miljøer, som Statnett, har lagt til grunn at landene når sine utslippsmål for 2050. Om landene skal nå utslippsmålene må virkemiddelbruken forsterkes og utvikles. Det synes å være enighet om at det ikke er mulig å nå vedtatte klimamål med eksisterende virkemidler. Analysemiljøene har også ulike forventninger til hvor raskt ny industriaktivitet blir etablert, og hvor omfattende vekst vi får se.

I etterkant av at Energikommisjonen har gått gjennom disse analysene har Statnett oppdatert sin kortsiktige markedsanalyse for 2022-27 (Stat-



Figur 9.1 Utfallsrom for fremskrivninger av kraftbruk i 2030, 2040 og 2050, TWh/år

Kilde: NVE (2021), Statnett (2021), Thema og Multiconsult (2022), DNV GL (2021), Prosess21 (2020).

Tabell 9.1 Fremskrivinger av kraftbruk¹, TWh.

	2020/2021	2030	2040	2050
NVE (2021)	138	159	174	
Statnett (2021)	140	172	183	190
DNV GL (2021)	144	188	213	232
Prosess21 (2021)	134			216
Thema (2022)		173	185	194

¹ Noen av verdiene er interpolert.
Kilde: NVE (2021), Statnett (2021), DNV GL (2021), Thema (2022) og Prosess21 (2020).

nett, 2022) og DNV har publisert Energy Transition Norway 2022 (DNV, 2022). De nye fremskrivingene viser høyere forventet forbruksvekst.

9.2.2 Hvor kommer forbruksveksten?

I NVEs langsiktige analyse skjer økningen i kraftbruken innenfor industri og transport. Elektrifisering av eksisterende industri og fremvekst av ny industri, som datasentre og batterifabrikker står for 16 TWh av økningen. Produksjon av hydrogen, til blant annet transport- og industriformål, står for 7 TWh. Elektrifisering av petroleumsnæringen gir ca. 6 TWh økning i kraftbruken i 2040. Kraftbruk til transport øker med 13 TWh. I bygninger går derimot kraftbruken ned med 6 TWh i 2040 i forhold til i dag.

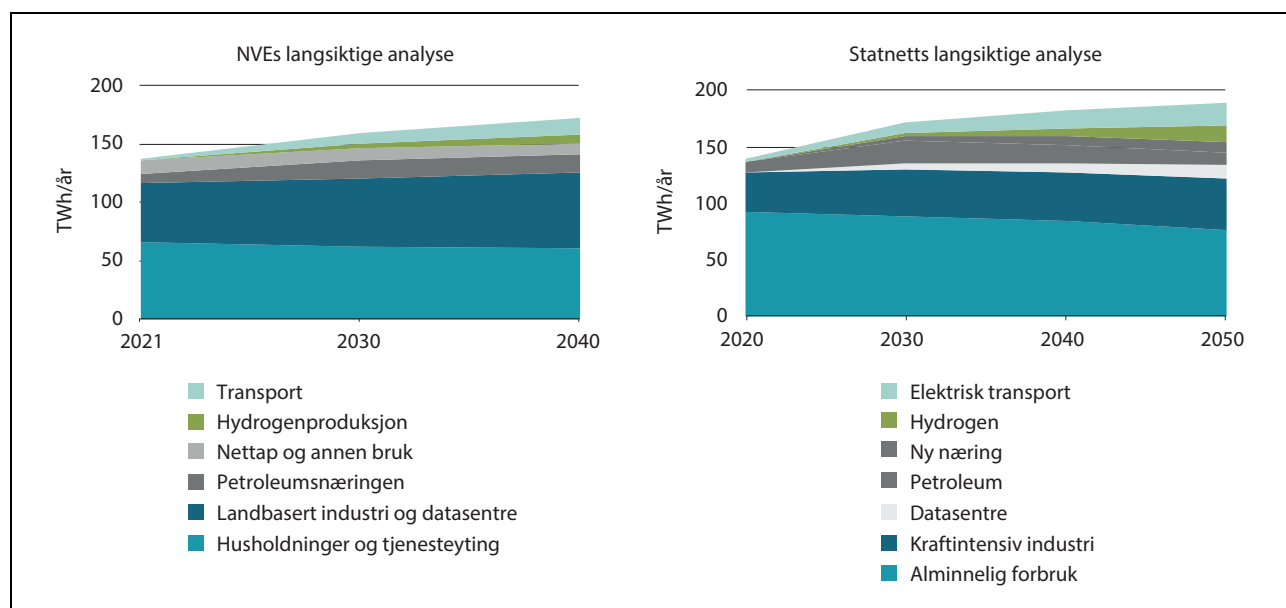
NVE peker på at økningen i forbruket i Norge trolig vil komme fra næringer som er relatert til energiomstillingen. Veksten i både eksisterende og nye industrivirksomheter er avhengig av blant annet nasjonal og global økonomisk utvikling, tilgang på ny kraft, kraftpriser og nettkapasitet. Veksten er dermed usikker, og NVE har derfor ikke lagt inn alle lanserte planer for industriutvikling i sitt basisscenario.

I Statnetts analyse står elektrifisering av eksisterende industri, og fremvekst av ny industri, for økt kraftbruk på 22 TWh. Produksjon av hydrogen til blant annet transport- og industriformål bidrar til 8 TWh økt kraftbruk, og elektrifisering av petroleumsnæringen vil kreve ca. 7 TWh. Kraftbruk til transport øker med 12 TWh. Kraftbruken i alminnelig forsyning og bygninger går derimot ned med 7 TWh til 2040.

Figur 9.2 viser sammensetningen av forbruksveksten i NVEs og Statnetts langsiktige analyser.

I tabell 9.2 er forbruksendringene mot 2030 og 2040 i NVEs og Statnetts analyse oppsummert. I NVEs fremskriving øker kraftbruken med ca. 21 TWh mot 2030, mens Statnett i sin basisbane (Statnett, 2021) har en økning på over 30 TWh i samme periode.

Felles for Statnett og NVE er at de forventer en nedgang i kraftbruk i bygg/alminnelig forsyning mot 2030 og 2040, og en betydelig økning innen transport, petroleum og industri.



Figur 9.2 NVEs og Statnetts fremskriving av kraftbruk, TWh/år

Kilde: NVE (2021) og Statnett (2021).

Tabell 9.2 Forventede endringer i kraftbruk i 2030 og 2040, TWh

	2030		2040	
	NVE	Statnett	NVE	Statnett
Bygninger / alminnelig forbruk	- 4	-4	-6	-7
Transport	7	7	13	12
Elektrifisering petroleumssektor	6	10	6	7
Industri	12	19	23	30
<i>Hvorav hydrogen</i>	4	3	7	8
<i>Hvorav datasentre</i>	3	5	6	8
Nettap og annen bruk			-1	
SUM	21	32	35	42

Kilde: NVE (2021) og Statnett (2021).

9.2.3 Andre fremskrivninger av kraftbruken

DNV GL publiserer årlig Energy Transition Outlook. Deres fremskriving er global og regional, og går frem til 2050. På oppdrag for Norsk Industri har de laget en særskilt fremskriving for Norge (DNV GL, 2021). Her skisserer de en økning i kraftbruken på nærmere 44 TWh mot 2030 og nærmere 90 TWh mot 2050. Norge ligger ifølge DNV GL ikke an til å nå målene om 55 prosent utslippsreduksjon i 2030 eller nullutslipp i 2050. De viser til at mye av energibruken i Norge allerede er avkarbonisert, og at det er utfordrende å avkarbonisere resten.

Thema fremskriver også kraftbruk (Thema og Multiconsult, 2022). Deres basisfremskriving er på nivå med Statnetts basisscenario, med 173 TWh i 2030 og 185 TWh i 2040. Thema forventer stor økning i energibruken i industrien.

Prosess21 har gjort et anslag på kraftbruken i 2050, og finner en økning på totalt rundt 82 TWh (Prosess21, 2020). Transport øker med ca. 19 TWh, elektrifisering av petroleumssektoren utgjør 15 TWh, eksisterende industri øker med 25 TWh og ny industri øker med ca. 25 TWh, se nærmere beskrivelse i kapittel 9.3.1. Varme og øvrig forbruk reduseres med 5 TWh.

NHO og LO peker i sin energipolitiske plattform på en mulig årlig kraftbruk i 2030 på 170-190 TWh, gitt deres ambisjoner (NHO og LO, 2022). Dette er en økning på 35-55 TWh. I deres ambisjoner ligger økning i industri, batterifabriker, datasentre, hydrogen, transport og petroleumssektoren. Prosess21 og NHO/LO sine anslag er betyde-

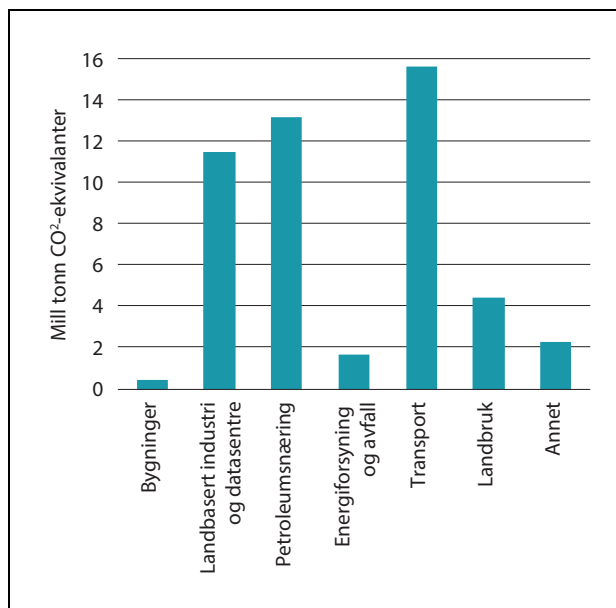
lig høyere enn hva NVE og Statnett viser i sine basisscenarioer.

9.2.4 Klimapolitikk og kutt i utslipp gir økt kraftbruk

Utfasing av fossile energivarer krever en kraftig økning i bruk av elektrisitet. Rammene for klimapolitikken er kompliserte og i endring. Det er gjort flere beregninger som illustrerer hvordan tiltakene for å kutte klimagassutslipp vil påvirke energibruken. Dette er ikke forbruksfremskrivninger, men grunnlag for å utvikle politikk for å nå målene.

Mesteparten av de norske klimagassutslippene kommer fra industri, petroleum og transport. Figur 9.3 viser hvordan dagens klimagassutslipp er fordelt på ulike sektorer. Petroleumssektoren, inkludert virksomheten på sokkelen og den landbaserte aktiviteten, har et utslipp på rundt 13 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, for det meste på sokkelen. Utslippene i landbasert industri er på nærmere 12 millioner tonn, og kommer fra ulike typer virksomhet, hvor aluminium og jern, stål og ferrolegering er de største. Hoveddelen av utslippene i landbasert industri er prosessutslipp og en mindre andel kommer fra stasjonær forbrenning. Energiforsyning har utslipp på litt mindre enn 2 millioner tonn, det meste av dette er fra avfallsforbrenning og gass.

Transportsektoren står for nærmere 16 millioner tonn i utslipp. Veitrafikken står for drøyt halvparten av utslippene, og luftfart, sjøfart, fiske og motorredskaper står for resten. Utslippene fra byg-



Figur 9.3 Utslipp av klimagasser i ulike sektorer, 2020, mill. tonn CO₂-ekvivalenter

Kilde: SSB (2022).

ninger er på 0,5 millioner tonn. Utslippene kommer fra bruk av gass og i noen grad bioenergi. I tillegg har landbruket i overkant av 4 millioner tonn utslipp og «annet» har 2 millioner tonn (avfallsdeponi, fluorgasser, løsemidler og liknende).

I *Klimakur 2030* (Miljødirektoratet m.fl. 2020) ble det utredet tiltak som kunne bidra til å kutte utslipp i ikke-kvotepliktig sektor med 50 prosent innen 2030, sammenlignet med 2005. Det ble beregnet at kraftbruken ville øke med 6 TWh for å oppnå et slikt utslippskutt.

Det er satt ned et offentlig utvalg som utreder hvordan Norge skal bli et lavutslippssamfunn i 2050. Utvalget skal legge frem sin utredning innen

november 2023. Miljødirektoratet har i denne sammenhengen sett på utslippsreduksjon i petroleumssektoren, industri og energiforsyning, som står for til sammen 26 millioner tonn utslipp i Norge (Miljødirektoratet, 2022). Analysen omfatter både kvotepliktige og ikke-kvotepliktige utslipp.

Miljødirektoratet viser hvordan utslippene i landbasert industri, energiforsyning og petroleumssektoren kan kuttes med opp til 67 prosent innen 2030. Tiltakene de peker på er elektrifisering, overgang til hydrogen, karbonfangst- og lagring (CCS) og bruk av biokarbon. Dersom alle tiltakene i analysen gjennomføres, beregner de at bruken av fornybar kraft vil øke med 24 TWh i forhold til i dag. Landbasert industri og energiforsyning vil øke forbruket med 14 TWh, og petroleumssektoren vil øke med 10 TWh. I tallene for petroleumssektoren er de planlagte prosjekter for elektrifisering av sokkelen inkludert.

Gjennomføring av tiltakene krever at det etableres mange nye industrielle anlegg og ny infrastruktur. Det vil kreve store investeringer og styrket klimapolitikk. Miljødirektoratet peker på at krafttilgang og kraftnett må på plass før prosjektene kan gjennomføres. Tidsbruk knyttet til dette kan skyve gjennomføring av prosjektene ut i tid. I tillegg peker de på et behov for rundt 2 millioner fastkubikkmeter skogsråstoff og geologisk lagring av 4 millioner tonn CO₂ i 2030.

Det har ikke vært mulig innenfor Energikommisjonens tidsrammer å klargjøre hvor stor del av tiltakene Miljødirektoratet har sett på som er inkludert i andre kraftmarkedsanalyser. Det kan sies å være en mangel ved norsk planlegging at det ikke tas høyde for virkningene av klimapolitikken for kraftsystemet. Endringer i kraftsystemet har lang ledetid, og kraftsystemet kan bli en barri-

Boks 9.1 Klimamål

Norge er formelt forpliktet til å redusere de nasjonale utslippene i ikke-kvotepliktig sektor og det vil gi en økning i etterspørselen etter kraft. For kvotepliktig sektor er Norge også forpliktet, men i samarbeid med EU, slik at utslippsreduksjonene kan tas i andre land dersom de norske tiltakene er de dyreste. Graden av nasjonale utslippskutt i kvotepliktig sektor påvirker økningen i etterspørselen etter kraft her hjemme. Den store europeiske omstillingen skaper i tillegg et marked for ny næring med

høy kraftbruk, som blant annet battericelleproduksjon og hydrogenproduksjon.

I tråd med Parisavtalen har Norge meldt inn et forsterket klimamål. Målet ble oppdatert november 2022, og er nå å redusere klimagassutslippene med minst 55 prosent innen 2030, sammenlignet med 1990-nivå.

For 2050 har Norge mål om å bli et lavutslippssamfunn. Det er konkretisert med en reduksjon på i størrelsesorden 90 til 95 prosent av de nasjonale klimagassutslippene, jf. klima-loven § 4.

ere for klimapolitikken dersom systemet ikke dimensjoneres for behovet for kraft og nett som følger av utfasingen av fossile brenslere og fremveksten av ny klimavennlig næring.

9.3 Kraftbruken øker i industrien

I alle fremskrivingene blir det pekt på at kraftbruken i industrien vil øke. Hvor mye forbruket i industrien faktisk vil øke er avhengig blant annet av hvor sterk klimapolitikken blir, hvor konkurransedyktig Norge er som vertskap for ny industri, og i hvilken grad utviklingen i kraftsektoren legger til rette for økt kraftbruk. Vi omtaler her utviklingen i ny og eksisterende industri.

9.3.1 Ny industri

Norge har gode forutsetninger for etablering av ny industri i tillegg til den eksisterende kraftintensive industrien. Fremskrivingene i de langsiktige energimarkedsanalysene peker på et økende kraftbehov fra industri og andre næringer med høy kraftbruk. Samtidig er mange av industriplanene umodne og usikre, blant annet på grunn av usikkerhet om nettilknytning. Dette gjør det utfordrende å anslå størrelsen på økningen i industriens kraftbehov.

Prosess21 har gjort et forbruksanslag for 2050, som viser en økning på rundt 82 TWh kraftbruk mot 2050 (Prosess21, 2020). Om lag 65 TWh av økningen skjer i industri og i petroleumssektoren. De anslår en økning i kraftbruken på ca. 8,5 TWh i eksisterende industri og nye anlegg i eksisterende industri. De beregner 15 TWh til hydrogen til prosessindustriformål, og ca. 1,3 TWh til CCS. I tillegg forventer de en vekst på 9 TWh til datasentre, 6 TWh til batterifabriker og 10 TWh til syntetisk brensel. Elektrifisering av sokkel og tilhørende landanlegg vil trekke ca. 15 TWh.

NHO og LO publiserte i 2021 sin energipolitiske plattform, hvor de peker på mulig årlig kraftbruk på 170-190 TWh i 2030, gitt deres ambisjoner (NHO og LO, 2022). Dette er en økning på 35-55 TWh. De legger til grunn at Norge skal nå sine klimamål, og at Norge lykkes med ambisiøs industrisatsing i tråd med NHOs veikart for fremtidens næringsliv, «Grønne elektriske verdikjeder», Prosess21 og Konkrafts veikart.

I ambisjonene i energipolitisk plattform fordeles merbehov for kraft seg på 8-12 TWh til batterifabriker, 10-15 TWh til grønn hydrogen/ammoniakk, 5 TWh til videreutvikling av prosessindustri og 11-13 TWh til elektrifisering av deler av olje-

og gassvirksomheten. De beskriver at det i tillegg kan utløses 7-10 TWh til grønn omstilling av transport og 7-11 TWh til etablering av datasentre. Samtidig vurderer de at energieffektivisering vil kunne frigjøre inntil 10 TWh innen 2030. De peker også på behov for rask utvikling av energiinfrastruktur.

Etablering og lokalisering av ny industriell aktivitet blir påvirket av globale forhold, internasjonal og nasjonal politikktutforming, regulering og virkemiddelbruk. Det er stort sprik i anslagene for industriens fremtidige kraftbruk. For å fremskaffe et mer utfyllende grunnlag for å vurdere hva som påvirker utviklingen i kraftbehovet i industrien har Oslo Economics og Sintef på oppdrag for Energikommisjonen utredet viktige beslutningsfaktorer for industrien.

I utredningen peker Oslo Economics og Sintef på battericelleproduksjon, hydrogen- og ammoniakkproduksjon, datasentre, karbonfangst- og lagring (CCS) og landbasert oppdrett som de mest aktuelle nye næringene. Deres utredning er blant annet basert på intervjuer med industriaktører (Oslo Economics, 2022). Figur 9.4 viser hvilke momenter representanter for disse nye næringene oppgav som relevante beslutningsfaktorer. Mørke felt indikerer at en faktor er særlig viktig for at det skal være aktuelt å etablere en bestemt type industri i Norge, jo flere skraverfelt dess viktigere er faktoren. Lyse felt indikerer at faktoren er mindre viktig, og hvite felt indikerer at faktoren har liten betydning.

Nettilknytning fremstår som den viktigste faktoren for at industriaktører skal vurdere det som aktuelt å etablere seg i Norge. De fleste peker også på at kraften må være *fornybar*, særlig innen battericelleproduksjon, hydrogenproduksjon og karbonfangst og -lagring.

Datasenteraktører, battericelleprodusenter og fiskeoppdrettere har pekt på god *leveringssikkerhet* for strøm som en særlig viktig faktor. Dette er prosesser som har liten toleranse for avbrudd. Hydrogenprodusenter har på sin side større toleranse for avbrudd, og kan posisjonere seg som en fleksibel ressurs i kraftsystemet. Samlokalisering med aktører i andre deler av verdikjeden kan være viktig. Arealene må også ha nærhet til nødvendig infrastruktur, som havn, flyplass og jernbane. Tilgang til *havn/transportinfrastruktur* er særlig viktig for karbonfangst og -lagring. Infrastruktur vil generelt være viktig for industri som produserer varer for salg på verdensmarkedet.

Markedsadgang til EU er særlig viktig for battericelleproduksjon, da det i EU de siste årene har vært en stor satsing på batterier. EU har identifi-

	Battericelle produksjon	Grønt hydrogen	Blått hydrogen	Datasentre	Karbonfangst og -lagring	Landbasert oppdrett
Egenskaper ved kraften						
Nettilknytning	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Kraftpris og nettariff	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Fornybar kraft	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Leveringssikkerhet strøm	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Tilgang på og kostnader ved innsatsfaktorer						
Arbeidskraftintensivt	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Kompetanse hos tilgjengelig arbeidskraft	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Lønnskostnader	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Nærhet til råvarer/råvarepris	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Ferskvanns- og/eller saltvannstilgang	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Tilgang på store arealer	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Andre vesentlige forhold						
Havn eller annen transportinfrastruktur	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Kunnskapsmiljøer og teknologiutvikling	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Støtteordninger/annen tilrettelegging	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
Markedsadgang EU	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■

Figur 9.4 Viktige faktorer for etablering av industri

Kilde: Oslo Economics og Sintef (2022).

sert batterier som en strategisk verdikjede, med et ønske om å bryte EUs avhengighet av land utenfor EU.

Kompetanse ble særlig trukket frem som viktig for battericelleproduksjon og karbonfangst og -lagring. *Tilgjengelig arbeidskraft* var viktigst for battericelleproduksjon. Nærmest alle var opptatt av støtteordninger og rammebetingelser, særlig battericelleproduksjon og hydrogen, som er i en tidlig fase av utviklingen. *Teknologiutvikling og kunnskapsmiljøer* var viktig for oppdrett.

Norge kan være attraktivt for etablering av ny kraftkrevende industri, forutsatt at det blir lagt til rette for nettilknytning og sikker leveranse av fornybar kraft. Norge har allerede en del kompetanse hos fagmiljøer og etablert industri, og en høyt utdannet arbeidsstyrke med kompetanse som kan ha overføringsverdi til ny industrivirksomhet.

Norges kyst kan gi tilgang på effektive transportmuligheter, og tilgang til arealer som kan egne seg for industrietableringer. I tillegg kan etablering i Norge gi nærhet til og tilgang til det europeiske markedet.

9.3.2 Eksisterende industri

Sluttbruken av elektrisitet i industrien har variert mellom 41 og 52 TWh helt siden 1990-tallet. Elektrifisering i eksisterende industri vil gi økt kraftbruk. Fossile energivarer som går til forbrenning kan ofte erstattes med elektrisitet, mens bruk av fossile energivarer som råstoff i prosesser i mindre grad kan erstattes ved direkte bruk av elektrisitet. Her kan hydrogen være et alternativ, noe som indirekte vil bidra til økt kraftbruk dersom den produseres gjennom elektrolyse.

Elektrifiseringen er en viktig, men ikke den eneste faktoren som påvirker kraftbruken i industrien. Store deler av industrien konkurrerer i internasjonale markeder og blir påvirket av konjunktursvingninger. Etter finanskrisen i 2008 falt etterspørselen etter varer, og kraftbruken sank med 9 TWh fra ett år til et annet. Etterspørselen steg senere gradvis og nådde i 2021 samme nivå som før finanskrisen, 49,3 TWh.

Prisen på sluttproduktene har stor betydning for aktiviteten og varierer betydelig over tid.

Produsentprisindeksen for industrien samlet økte med 23 prosent fra september 2021 til september 2022 og kompenseres på denne måten i noen grad for økte energipriser. Valutakurser påvirker også norsk eksportindustri. En sterk krone gir dårligere konkurransekraft enn en svak krone.

Råvarekostnader er viktige for industrien, men råvarer handles gjerne på globale markeder, slik at konkurrentene møter samme pris. For industrien er kraft en innsatsfaktor i produksjonen. Kraftprisene varierer mellom land og betyr mye for den kraftintensive industriens konkurransedyktighet. Økte kraftpriser trenger ikke ha betydning for industriens konkurransevne hvis konkurrentene får den samme kostnadsøkningen. Markedet kan imidlertid finne mindre kraftintensive, og billigere, produkter slik at konkurransevnen for eksisterende industri blir påvirket indirekte. De høye strømprisene vil også bidra til en høyere energieffektivisering enn det som er lagt til grunn i fremskrivingene fra 2021. Strømstøtteordningen for næringslivet som Stortinget vedtok i september 2022, har også vilkår om å gjennomføre energieffektiviseringstiltak.

I en analyse utført på oppdrag fra Olje- og energidepartementet har DNV og Vista Analyse sett på virkningene av økte priser for næringslivet (DNV og Vista Analyse, 2022). De finner at strømbruken og aktivitetsnivået har sunket, men at det er store forskjeller mellom næringene. For enkelte næringer utgjør strømkostnader en liten del av budsjettet. Kraftintensiv industri har gjerne fastpriskontrakter og har derfor vært mindre direkte eksponert for prisøkning. Den største nedgangen i kraftbruk som følge av økte strømpriser skjedde i næringene jordbruk og skogbruk, reiseliv, kunnskapsintensive tjenester, vann og avløp, fiske, fangst og akvakultur.

DNV/Vista Analyse finner at de beregnede endringene i aktivitetsnivå er mindre enn endringene i kraftforbruk. For mange næringer vil økte strømpriser stimulere til energieffektivisering eller overgang til andre energialternativer. Resultatene tyder på at det er energieffektiviseringseffekten som er sterkest. I eksisterende kraftintensiv industri er mulighetene til å bytte energibærer begrenset.

Generelt er de politiske rammebetingelsene viktige for industrien. Norge har et stabilt og godt politisk regime som gjør landet attraktivt for industri. Høyt utdannet personell har generelt lave lønninger sammenlignet med andre land. Minstelønnen er samtidig høyere enn det som er vanlig hos konkurrentene. Elavgiften er lav. I 2022

er den alminnelige elavgiftssatsen 8,91 øre per kWh fra 1. januar til 31. mars, og 15,41 øre per kWh fra 1. april til 31. desember. Industrien har en redusert sats på 0,546 øre per kWh.

Evnen til fornying og effektivisering er viktig for å kunne konkurrere over tid. Vi har gode forsknings- og utviklingsmiljøer som samarbeider tett med industrien både om produktutvikling og effektivisering. Energieffektivisering kan begrense kraftbruken, både gjennom effektivisering av prosessene, og gjennom økt utnyttelse av overskuddsvarme, se kapittel 9.4. Eksisterende industri kan også endre aktivitet eller starte ny aktivitet. Flere store industribedrifter har rettigheter til noe økt effektuttak i nettet innenfor eksisterende avtaler med nettselskapet. De kan ha et fortrinn sammenlignet med nye industrivirksomheter som må konkurrere om knappe ledige ressurser i nettet. Hvis produksjonen utvides, kan det gi økt kraftforbruk.

9.4 Potensial for energieffektivisering

Kraftbruken i Norge er økende. Med energieffektivisering kan vi opprettholde komforten i våre bygg og produksjon i industrien og samtidig redusere energibruken. Med energieffektivisering kan vi dempe økningen i den samlede kraftbruken, og styrke både kraftbalansen og effektbalansen. Energieffektivisering vil på denne måten også begrense behovet for økt kraftutbygging med tilhørende naturinngrep.

Både husholdninger, tjenesteytende sektor og industri har muligheter til å effektivisere energibruken og samtidig bidra med fleksibilitet i kraftsystemet. Det er et stort teoretisk potensial for energieffektivisering, men det lønnsomme potensialet er mindre.

9.4.1 Potensial i bygg

Potensialet for energieffektivisering i bygningsmassen er blitt beskrevet av mange aktører, for ulike formål og med ulike forutsetninger.

I figur 9.5 vises det hvordan energibruken fordeler seg på ulike formål i de ulike bygningskategoriene. Mye av energibruken i bygg går til varmeformål, se kapittel 5.1. Alle potensialstudier peker på mulighetene for å begrense varmebehovet i eksisterende bygg. Noen studier ser også på andre elementer, som tiltak på kjøling, vifter og pumper, elspesifikt utstyr og belysning. Potensialet for redusert energibruk gjennom bruk av varmepumper er også belyst i noen av analysene.

Boks 9.2 Lønnsom energieffektivisering

Det brukes flere ulike begreper for redusert energibruk. Ved *energieffektivisering* vil både komfort og aktivitetsnivå kunne opprettholdes, en bruker bare mindre energi for å oppnå samme resultat. Energieffektivisering kan være lønnsom for sluttbruker, men den kan også være ulønnsom. Ved energisparing kan det være aktuelt å redusere komfort og produksjon.

Energiøkonomisering (ENØK) er en annen variant av energieffektivisering, og innebærer at vi legger samme økonomiske mål på tiltak for å spare inn forbruk av energi, som på tiltak for å øke tilførselen (Generaldirektør i NVE, 1983). Dersom energiprisene representerer alle kostnadene i energisystemet, kan de legges til grunn for vurdering av det samfunnsøkonomisk lønnsomme enøkpotensialet.

Det kan være ulike grunner til å tillegge energieffektivisering en høyere samfunnsøkonomisk verdi enn det som er representert i markedsprisene. Kraftproduksjon gir naturinngrep, altså miljøkostnader, som ikke eksplisitt er reflektert i kostnadene ved kraftutbygging. Finansieringen av nettet er delvis et spleiselag der knapphet på overføringskapasitet ikke fullt ut når frem som prissignal. Sluttbrukerne klarer ikke å ha oversikt over mulighetene for, og lønn-

somheten ved, energieffektivisering. At det er kostnader ved å innhente informasjon representerer en markedssvikt.

Utvikling av nye energieffektive teknologier, og gode markedsløsninger for spredning av teknologier, er nødvendig for å fremme energieffektivisering. I all teknologiutvikling er det markedssvikt i de ulike fasene av innovasjonskjeden. Kunnskap kan spres, utnyttes og videreutvikles uten at den forringes. Bedrifter som investerer i ny teknologi og kunnskap får derfor ikke selv hele gevinsten. I utviklingen av miljøteknologi er det i tillegg noen særskilte markedsimperfeksjoner. Dette innebærer at næringslivet vil investere for lite i forskning og utvikling generelt, og miljøteknologi spesielt. Det vises til nærmere omtale av Grønn skattekommissjon (NOU 2015: 15, 2015).

Samtidig er sluttbruken av elektrisitet i bygg avgiftsbelagt, det gis noe støtte til energieffektiviseringstiltak, det er FoU-aktivitet på området, og vi har reguleringer som fremmer energieffektivisering. Avgiftssatsen på elektrisitet er imidlertid langt lavere enn i våre naboland og ellers i Europa. Industrien i Norge har den laveste tillatte avgiftssatsen på sluttbruk av elektrisitet innenfor EØS-avtalen (EU, 2003).

Det er begrenset statistikkgrunnlag for analyser av energieffektiviseringspotensialet i bygg, og en del av datagrunnlaget blir estimert. Beregningsmetodene varierer, men alle studier er basert på en bottom up-tilnærming. Noen gir et statistisk bilde av hva som er oppnåelig dersom alle bygg løftes til en bestemt standard. Andre gir en vurdering av hvor raskt et slikt løft kan skje. I beregningene av økonomisk potensial kan kostnader, kalkulasjonsrente og prisforutsetning være ulike. Potensialberegningene som er gjort er derfor ikke sammenlignbare.

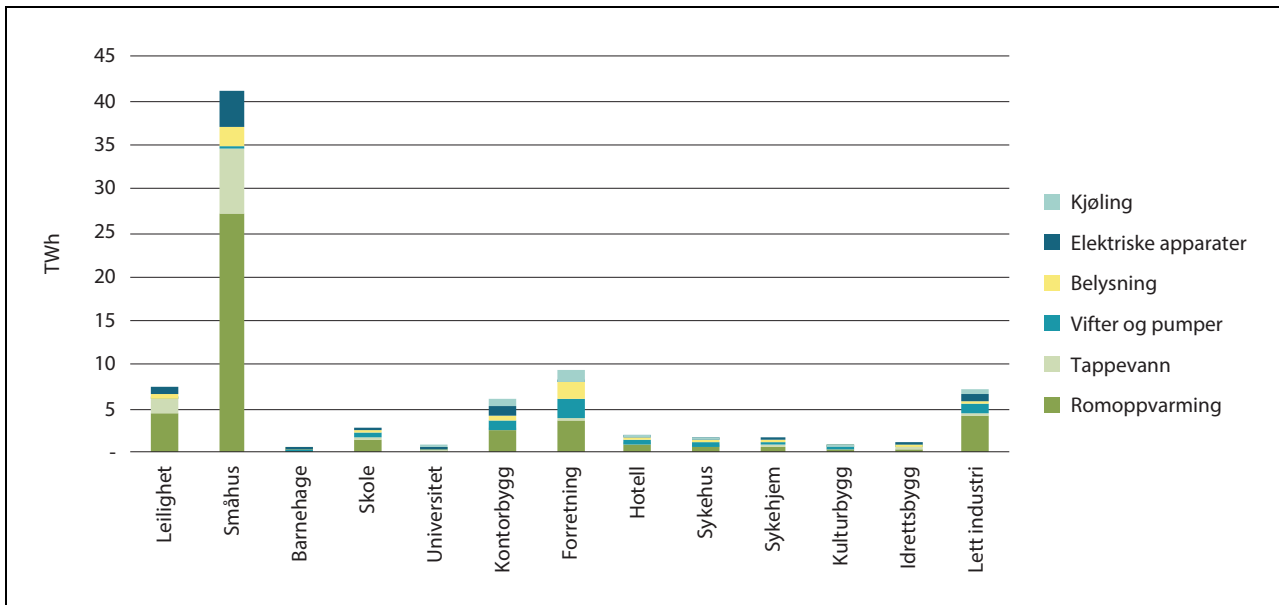
Sintef og NTNUs beregning av potensial i bygg

Sintef/NTNU har beregnet hvor mye energieffektivisering som vil komme i boliger og næringsbygg mot 2030 og 2050, gitt at dagens trender med energitiltak i bygg i forbindelse med rehabiliteringer videreføres. Trenden innebærer at 20 prosent av bygg som rehabiliteres blir energioppgradert og at renoveringstakten er én prosent per

år for boliger, og 1,5 prosent for yrkesbygg. De ser kun på tiltak på bygningskroppen og forutsetter at bygg løftes til TEK10-standard når de renoveres. De antar at ytterligere energioppgradering av eksisterende bygninger, til TEK17-nivå eller bedre, er lite realistisk fordi det i større grad vil kreve ombygging av bygningenes form og funksjon. Bygg som rives, erstattes med bygg som bygges i henhold til TEK17-standard.

I denne basisfremskrivingen finner Sintef/NTNU en energieffektivisering på 3,1 TWh fra 2015 til 2030, og 7,8 TWh mot 2050. Selv om det skjer en energieffektivisering øker den samlede energibruken i bygg med 3,4 TWh i 2050, fordi det samlede bygningsarealet øker (Sandberg, 2022).

De har også sett på et scenario der alle eksisterende bygg som skal rehabiliteres oppgraderes til TEK10-standard. De finner da et effektiviseringspotensial i eksisterende bygg på 5,5 TWh i 2030 og 14,2 TWh i 2050. Halvparten av dagens eksisterende bygg har da gjennomgått rehabilitering og energioppgradering i 2050. Den samlede



Figur 9.5 Energibehov i 2019 fordelt på energiformål i de ulike bygningskategoriene, TWh¹

¹ Fritidsboliger er ikke omfattet.

Kilde: NVE (2022)

energibruken i bygg blir i denne studien 3,8 TWh lavere i 2050 enn i 2015. Det er her lagt til grunn at nye bygg følger strengere energikrav enn TEK17.

I et eget scenario legger de til grunn at det også kommer 16 TWh ekstra energiproduksjon fra økt bruk av varmepumper. Bygg som rehabiliteres og nye bygg får vannbåren varme og bergvarmepumper, mens alle øvrige bygg får luft til luft varmepumper. Dette gir en redusert samlet energibruk på 19,5 TWh i 2050, som er 23,5 TWh lavere enn i deres basisfremskrivning.

Det er flere som har pekt på store potensial for energieffektivisering ved å ta i bruk varmepumper i større grad. Gehør Strategi og Rådgivning har beregnet et energisparepotensial fra varmepumper på 7,5 TWh per år i eksisterende bygg, utover de 10 TWh som allerede er realisert. Et slikt potensial kan realiseres i løpet av en 10-årsperiode (Grini, G. og Oksvold, I., 2019).

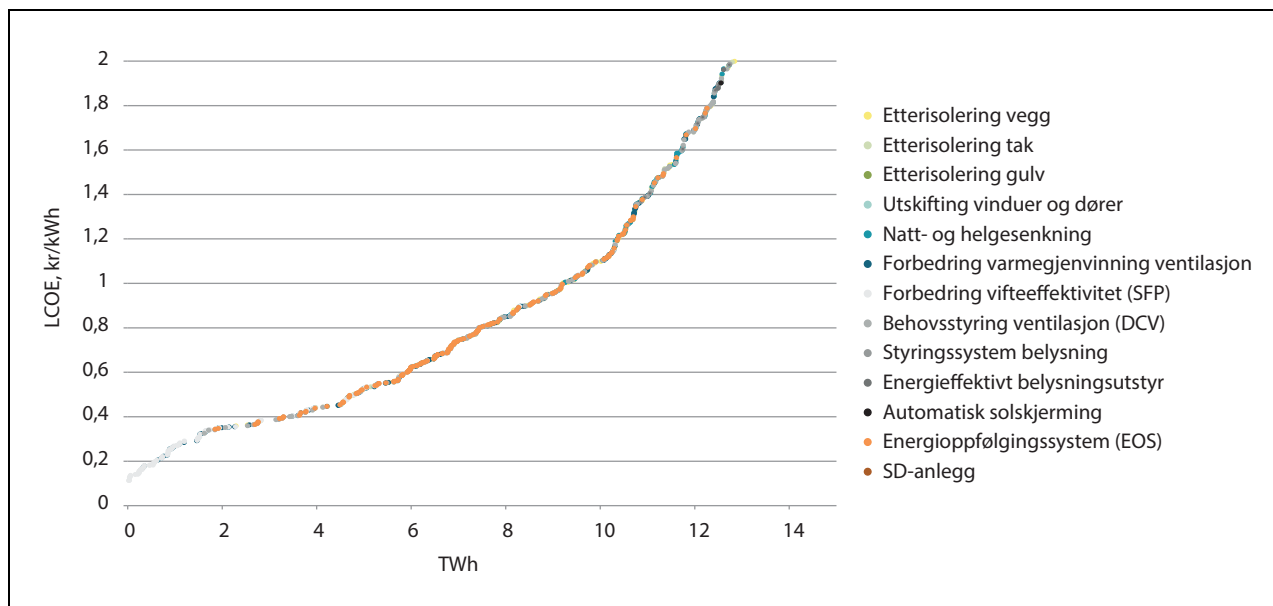
Sintef har på oppdrag fra Enova gjort en egen potensial- og barrierestudie for energieffektivisering i næringsbygg (Sintef, 2020). I denne studien ser de spesielt på mulighetene for å utvikle et energitjenestemarked. Det vil si at en tredjepart legger til rette for energieffektivisering i byggene. De finner et teknisk potensial for energieffektivisering på 15,9 TWh. Sintef peker på at det er noen barrierer mot å få til et slikt energitjenestemarked. De viktigste barrierene er høy økonomisk risiko for leverandørene, at byggeiere ønsker å drive bygg og anlegg selv, og at det er krevende å

bli enig om fordeling av gevinsten mellom byggeier/leietaker og byggeier/leverandør av energiløsning. Det er i tillegg manglende kunnskap om markedet og manglende innkjøpskompetanse.

NVEs beregning av potensial i bygg

NVE har utviklet en egen modell for bygningsmassens energitilstand, og gjort inngående potensialberegninger. NVE har basert beregningene på tall fra blant annet energimerkeordningen for bygg. De har konkretisert ulike tiltak i 13 ulike bygningskategorier, og finner stort potensial i eksisterende bygg gjennom etterisolering av bygningskroppen, utskifting av dører og vinduer og forbedring av varmegjenvinning og ventilasjon. NVE har også sett på innføring av ulike styringsystemer, energioppfølging etc. Arbeidet er utført i samarbeid med Direktoratet for byggkvalitet (DiBK).

NVE har i tillegg gjort potensialberegninger av tiltak som kan være lønnsomme å gjennomføre, sett fra sluttbrukerens ståsted. Her blir realisme og kostnader ved konkrete energieffektiviserings tiltak i bygg vurdert (Multiconsult, 2021). Det er beregnet kostnader og energibesparelse for 13 energieffektiviseringstiltak i småhus, boligblokk og næringsbygg fordelt på 4 ulike byggeperioder og 5 klimasoner. Mange av tiltakene har langvarig effekt, er relativt enkle å gjennomføre, og bidrar til bedre komfort og mer fleksibilitet



Figur 9.6 Lønnsomhetskurve for energieffektiviseringstiltak i næringsbygg, LCOE, kr/kWh

Kilde: NVE (2021)

Mulighetene for å installere varmepumper og solenergianlegg er ikke omfattet av studien. Den naturlige utskifting til mer effektive elektriske apparater er heller ikke vurdert.

NVE la i denne studien til grunn at tiltak med kostnad under 1 kr/kWh var lønnsomme, noe som tilsvarte en representativ strømkostnad for sluttbrukerne på det tidspunktet analysen ble gjort. I småhus fant de et lønnsomt potensial på ca. 3 TWh, gitt en rente/avkastningskrav på 12 prosent. For boligblokk er potensialet mindre enn 1 TWh, med en rente på 9 prosent. Næringsbygg har det langt største potensialet, med 10 TWh, gitt en rente på 6 prosent. Til sammen er potensialet for lønnsom energieffektivisering rundt 13 TWh med disse forutsetningene.

De tiltakene som kommer ut som billigst i studien er energioppfølging, natt- og helgesenkning, etterisolering av vegg og loft, styringssystem for belysning og energieffektivt belysningsutstyr, og ventilasjonstiltak (forbedring av vifteeffektivitet, behovsstyring og varmegjenvinning). De høye rentene som er lagt til grunn i kostnadsberegningene reflekterer at energieffektiviseringstiltak ofte ikke er høyt prioritert av sluttbruker. I Figur 9.6 er kostnadskurven for energieffektivisering i næringsbygg gjengitt.

NVE har også beregnet potensialet med 4 prosent rente for alle bygningsgruppene. Beregningene viser da et potensial på ca. 24 TWh til en kostnad under 1 kr/kWh.

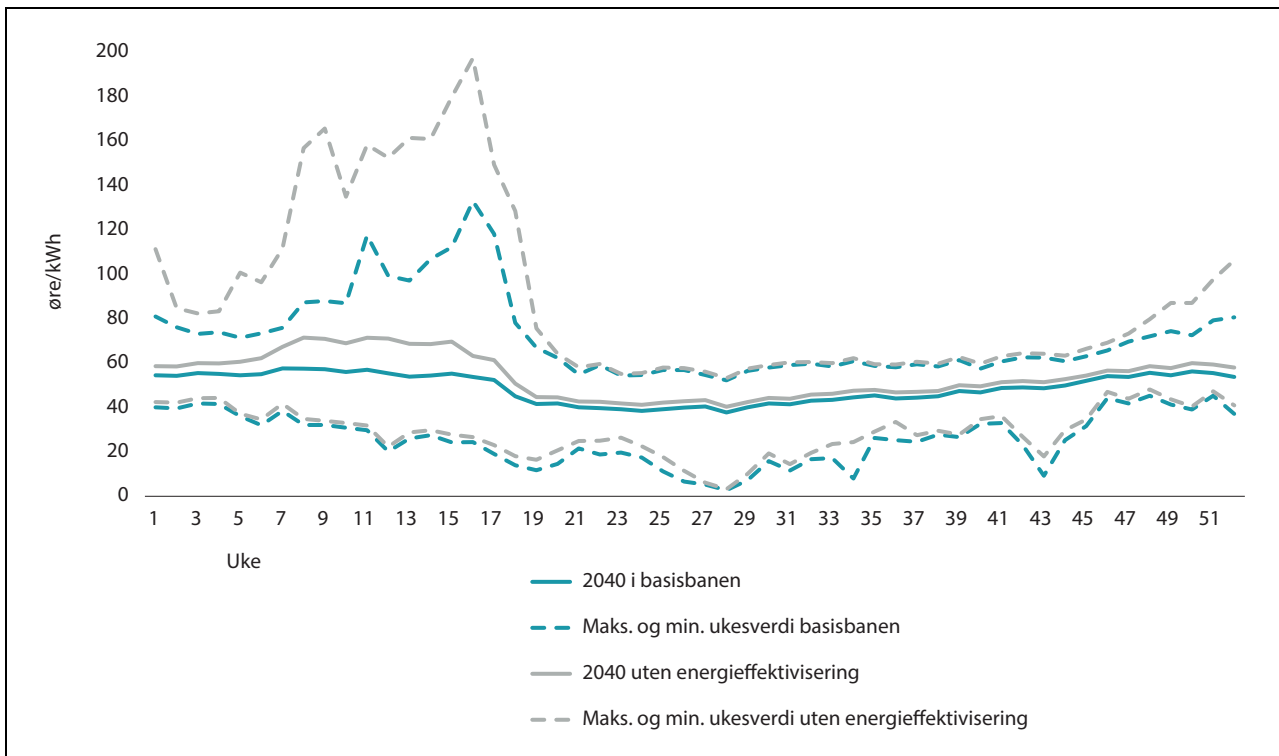
Energieffektivisering i bygg i fremskrivingene

De senere årene har energibruken i bygningsmassen flatet ut. I NVEs nyeste langsiktige analyse (NVE, 2021), er utviklingen i energibruken i bygg beregnet med utgangspunkt i eksisterende virkemidler. Den samlede sluttbruken av elektrisitet i bygg reduseres ifølge NVEs analyse med 6 TWh mot 2040, sammenlignet med temperaturkorrigerte forbrukstall for 2021. Kraftprisene som ble lagt til grunn i analysene er langt lavere enn dagens priser.

Den forventede reduksjonen i energibruken i bygg kommer til tross for at både folketallet og bygningsarealet øker. Det viser at det forventes en betydelig energieffektivisering i bygningsmas-

Boks 9.3 Temperaturkorrigering av energibruk i bygg

NVE anslår at romoppvarming står for 57 prosent av energibruken i den norske bygningsmassen. Energiforbruk i bygg blir derfor i stor grad påvirket av utetemperatur. NVE har tidligere pekt på at energibruken i bygningsmassen kan ha en årlig variasjon på så mye som +/- 5-6 TWh på grunn av temperaturvariasjoner. Når langsiktige trender eller potensialer skal vurderes benyttes temperaturkorrigert energiforbruk. Et eksempel på dette er analyse av forbrukets respons på høye kraftpriser.



Figur 9.7 Gjennomsnittlig norsk ukepris i 2040 med og uten energieffektiviseringstiltak. Maksimal og minimal ukesverdi i 30 simulerte værår i NVEs basisbane og i bane uten energieffektivisering, øre/kWh

Kilde: NVE (2021)

sen fremover. NVE anslår at energieffektiviseringen i bygg demper strømforbruket med 8 TWh i 2040 i forhold til hva det ville vært uten effektivisering. Analysen viser at energieffektiviseringen isolert sett demper den gjennomsnittlige norske kraftprisen med 4-5 øre/kWh i 2040. Priseffekten er sterkest i årene med minst tilsig, i befolkningstette områder med stram kraftbalanse og

vinterstid. I figur 9.7 vises de beregnede prisutslagene gjennom året i 2040 for ulike værår. De grå stiplede linjene viser beregnede maksimale og minimale ukesverdier for de simulerte værårene i en bane der det ikke skjer energieffektivisering. De blå stiplede linjene viser maksimale og minimale ukesverdier i en bane der det skjer energieffektivisering. De heltrukne linjene viser forskjellen i gjennomsnittspris for værårene, med og uten energieffektivisering.

Også Statnett venter fallende kraftbruk i alminnelig forsyning. NVEs og Statnetts analyser er ikke gjort med det formål å finne potensialet for energieffektivisering, men viser en utvikling i kraftbruk med de rammebetingelser og forventninger om kraftpriser som var aktuelle på analyse-tidspunktet.

Boks 9.4 Solkraft

Potensialet for å utnytte solenergi til kraftproduksjon er betydelig, også i Norge. Arealer på tak og vegger kan utnyttes til å montere solcellepaneler uten nye naturinngrep. Med installasjon av solenergi på bygninger kan forbrukernes behov for å kjøpe strøm fra markedet reduseres betydelig, og de kan i perioder selge strøm. Spørsmålet om solenergi oppstår ofte i sammenheng med energieffektiviseringstiltak i bygninger. Solstrøm regnes imidlertid som kraftproduksjon. Det kan bygges store solkraftanlegg der nye arealer tas i bruk, eller de kan knyttes til bygninger. Solstrøm omtales nærmere i kapittel 10.

9.4.2 Potensial i industrien

Industrien kan energieffektivisere ved å innføre mer effektive prosesser, eller gjennom økt utnyttelse av overskuddsvarme.

Energikostnaden er en dominerende del av produksjonskostnaden i mange av de store industribedriftene. Kraftintensiv industri har lenge jobbet aktivt med optimalisering av prosesser for å effekti-

visere energibruken. Potensialet for ytterligere energieffektivisering gjennom prosessforbedringer i kraftintensiv industri er begrenset gitt dagens teknologi, ifølge bransjen selv (Oslo Economics, 2022). Flere store industribedrifter arbeider med å utvikle ny teknologi for å ytterligere effektivisere sine prosesser, blant annet med sikte på redusert kraftbruk. Samtidig er det stor aktivitet for å redusere klimagassutslippene fra industrien, og flere av disse tiltakene vil innebære endret sammensetning av energibruken, med økt bruk av kraft og mindre bruk av fossile energibærere.

Produksjonsprosesser danner overskuddsvarme som i stor grad går tapt. Det kan være i form av varm luft, vann, damp eller avgasser. Temperaturen på overskuddsvarmen varierer fra 20 til over 300 grader. I noen tilfeller kan varmen utnyttes direkte, og i andre tilfeller kan temperaturen heves med en varmepumpe slik at den blir anvendelig for spesifikke behov, se illustrasjon i figur 9.8. Dersom temperaturen er over 300 grader, kan overskuddsvarmen brukes til å produsere elektrisk kraft. Flere ferrosilisumverk i Norge produserer i dag strøm fra overskuddsvarme, og gjenvinner på denne måten om lag en tredjedel av strømmen de bruker.

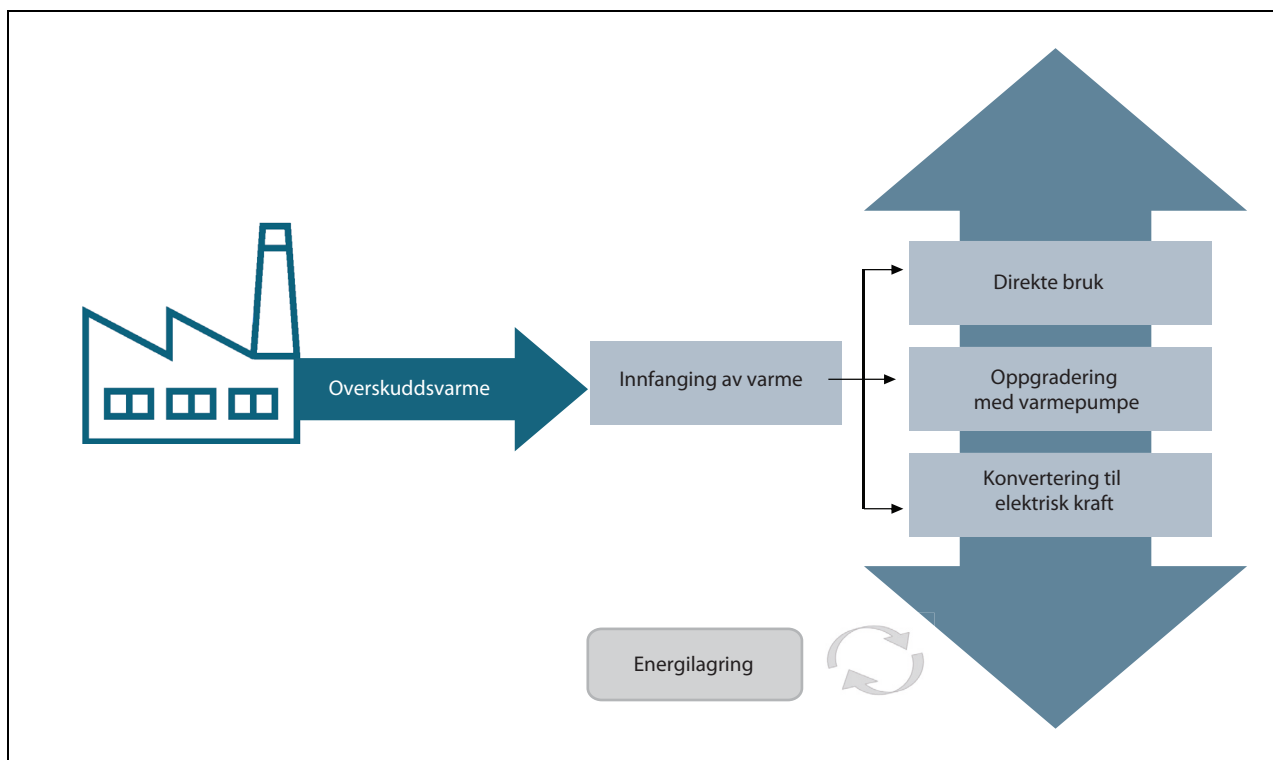
Mye av industriens behov for høytemperatur prosessvarme (100 til 200 °C) produseres av gass

eller oljeprodukter, og noen benytter elektrisitet. Ved å erstatte elektriske kjeler med varmepumper vil kraftbruken kunne reduseres med mellom 60 og 75 prosent. I dag finnes det varmepumpeteknologi som kan heve temperaturen fra for eksempel 80 °C til 120 °C (Nekså & Røkke, 2019). Det testes flere varmepumpeløsninger for høyere temperaturer.

Varmen kan utnyttes internt i industrivirksomheten, i nærliggende industri med varmebehov eller i fjernvarme. Sintef anslår det tekniske potensialet for økt utnyttelse av overskuddsvarme fra industrien til i størrelsesorden 20 TWh (Oslo Economics og Sintef, 2022), hvorav halvparten er spillvarme fra ferro- og aluminiumsindustrien. Overskuddsvarme med temperatur på mellom 100 og 250 °C utgjør 6 TWh av dette. Estimatenes er grove.

Den største barrieren mot å øke utnyttelsen av overskuddsvarme er mangel på avtakere. Dersom nye virksomheter etableres i nærheten av eksisterende industri, vil det legge til rette for å utnytte overskuddsvarme.

Grønn hydrogenproduksjon og datasenter er eksempler på nye aktiviteter som danner betydelige mengder overskuddsvarme, mens landbasert oppdrett og produksjon av battericeller er eksempler på aktiviteter som krever mye varme. Samlokalisering av slik næringsvirksomhet kan også åpne



Figur 9.8 Anvendelsesområder for overskuddsvarme

Kilde: Oslo Economics og Sintef (2022).

for å utnytte hverandres verdikjeder utover utnyttelse av overskuddsvarme. For eksempel kan gartnerier nyttiggjøre seg biologisk avfall fra landbaserert oppdrett. Fjernvarmeanlegg kan distribuere overskuddsvarme fra mange ulike virksomheter.

Industrien er heterogen med mange ulike prosesser, og energieffektiviseringstiltakene må skreddersys. Det foreligger derfor ikke potensialstudier for energieffektivisering i industrien på samme måte som for bygg. Skreddersøm av tiltak må starte med en energikartlegging for å avdekke konkrete effektiviseringsmuligheter. Enova har en veiledning for energikartlegging på sin hjemmeside, først og fremst rettet mot mindre bedrifter. Dersom det i tillegg innføres energiledelse kan energibruken reduseres med opp mot 10 prosent (Kristina Haga Hopland, 2016). De kraftintensive virksomhetene har jevnt over allerede gjennomført denne typen tiltak, men det er trolig et effektiviseringspotensial hos mindre industrivirksomheter.

En bedre utnyttelse av de store overskuddsvarmeressursene krever et samspill mellom ulike industrivirksomheter. HighEff er et forskningssenter som har energieffektivisering i industri som hovedområde, med bred involvering av industrien selv. Ofte må også kommunale myndigheter involvere seg og legge til rette for næringsstomter m.m. for at konkrete prosjekter skal kunne realiseres.

9.4.3 Potensial i transportsektoren

Energibruken i innenriks transport fordeler seg med omtrent 65 prosent til veitrafikk, 7 prosent til luftfart, og omtrent 27 prosent til sjøfart. Det pågår en stor elektrifisering av transportsektoren, noe som er et resultat av målrettede virkemidler for overgang fra fossile energibærere til elektrisitet. Denne teknologiovergangen innebærer i seg selv en reduksjon av energibruk til ca. en tredjedel. Energibruken i transportsektoren kan dermed reduseres, mens kraftbruken øker. Dette er inkludert i de ulike fremskrivingene av kraftbruk. Batterielektriske personbiler er i stor grad konkurransedyktige med fossile biler. Batterielektriske kjøretøy i veitransport, som for eksempel varebiler og lastebiler, ventes å bli konkurransedyktig med fossile.

Elektrifiseringen, og energieffektiviseringen, av transportsektoren har kommet lengst på personbiler, busser og ferger, og dekker først og fremst persontransportbehovet. Energibruken til persontransport blir også påvirket av hvordan

våre byer er organisert med avstander mellom hjem, arbeid, skole, handelssentra og fritidsaktiviteter. Et godt kollektivtilbud og tilrettelegging for gående og syklende reduserer energibehovet. Mellom byene er kollektive løsninger aktuelt. I spredtbygde strøk er det naturlig lange avstander og vi kommer vanskelig unna individuelle transportløsninger.

Industrien er preget av et stort transportbehov for innsatsfaktorer og ferdigprodukter både nasjonalt og internasjonalt. For lastebiler er det usikkert hvilken teknologi som blir dominerende, men utviklingen ser ut til å gå mot batterielektriske motorer. Det er også usikkert hvordan utviklingen blir for fly, sjøfart og tungtransport på vei. Innen sjøfart er det trolig at det som er lett og går kort blir elektrisk, mens det som er stort og skal gå langt vil benytte andre nullutslippsteknologier, som ammoniakk og hydrogen. Innen luftfart kan det være aktuelt å elektrifisere kortbanenettet mot 2040, mens langdistansefly kan være mer aktuelle for syntetisk drivstoff.

Hydrogen, ammoniakk og syntetiske drivstoff er mer energiintensive enn elektrisitet, fordi det går med energi til omdanning. Virkningsgraden ved produksjon av grønt hydrogen og ammoniakk ligger henholdsvis på rundt 72 og 55 prosent. Virkningsgraden vil øke dersom det er avsetning for overskuddsvarmen. Mens batterielektrisk motor har en virkningsgrad på ca. 95 prosent, er tilsvarende for hydrogen og ammoniakk om lag 50 prosent og 35 prosent. Bruk av hydrogen til transport vil likevel kreve mindre tilført energi enn fossilt drivstoff i forbrenningsmotor.

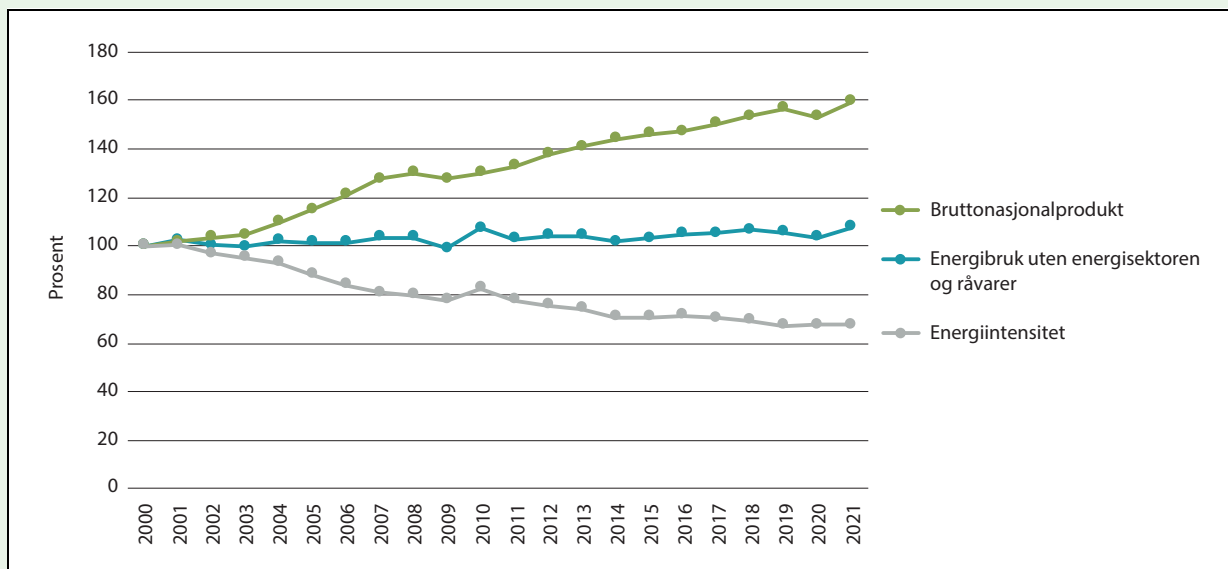
Reduksjonen av energibruk i transportsektoren vil dermed avhenge av hvor mye som kan elektrifiseres, og hvilke energivarer som dekker det resterende behovet. De ulike fremskrivingene av kraftbruk peker alle på at energibruken i transport går ned, men at kraftbruken vil øke betydelig mot 2040 og 2050. Jo mer innslag det blir av ammoniakk og syntetisk drivstoff, desto høyere kan kraftbehovet bli, ettersom det kan brukes kraft i produksjon av disse. Selv om hydrogen, ammoniakk og syntetiske drivstoff har en lavere virkningsgrad enn elektrisitet, kan de få en viktig rolle i utfasing av det fossile i transportsektoren. Det er energibærere som kan produseres i perioder der det er rikelig tilgang på billig kraft, lagres, og dermed være en kilde til fleksibilitet. Det er også energibærere som kan få betydning for industriutvikling.

Boks 9.5 Indikatorer på energieffektivitet

Det blir benyttet ulike indikatorer for å måle energieffektivitet, og de har ulike fortrinn og ulemper. Slike indikatorer blir benyttet både for å sette mål om energieffektivitet og fastsette krav.

I figur 9.9 vises utviklingen i *energiintensiteten* i Fastlands-Norge fra 2000 til 2021. Energiintensi-

teten måles her som netto innenlands energibruk uten råstoff og energibruk i kraft- og vannforsyning og petroleumssektoren delt på bruttonasjonalprodukt (BNP) for Fastlands-Norge.



Figur 9.9 Utvikling i energiintensiteten i Norge 2000–2021 i prosent

Kilde: SSB (2022) og Energikommisjonen.

Økonomien, målt ved bruttonasjonalprodukt, har vokst med 60 prosent de siste 21 årene, mens energibruken samlet har økt med 8 prosent. Det har redusert energiintensiteten med 32 prosent.

En slik indikator for hele økonomien skjuler flere utviklingstrekk i samfunnet. Et viktig element er at mindre energiintensive næringer har stått for mye av veksten i økonomien. SSB har gjort beregninger for ulike perioder der effekten av strukturendringer er skilt ut fra øvrige utviklingstrekk ved bruk av LMDI-metoden (indeks for dekomponering av energibruk i norsk økonomi). For perioden 1990 til 2020 har SSB funnet at ca. 55 prosent av reduksjonen i energiintensiteten må forklares med andre faktorer enn strukturendring. SSB tolker dette som en forbedret energieffektivitet (SSB, 2017). Det kan også gjøres sektorvise studier basert på LMDI-metoden, men det vil fortsatt være på et overordnet nivå. Man kan se hvilke sektorer som synes å effektivisere mest. Konkrete tiltak,

som ofte står i sentrum i potensialstudier, avdekkes ikke.

Norge har i dag et mål om 30 prosent energieffektivisering i 2030 (Olje- og energidepartementet, 2016). Målet er basert på energiintensiteten i Fastlands-Norge, med utgangspunkt i 2015. Målet er etterprøvbart med offisiell statistikk.

Norge har også et *sektormål* for redusert energibruk i bygg på 10 TWh innen 2030. Det føres statistikk over energibruk i tjenesteytende sektor og husholdninger, og her er energibruken stort sett knyttet til bygningsmassen. Oversikter over selve energieffektiviseringen må imidlertid baseres på usikre estimater av utviklingen. Det har vært diskusjoner om hvordan målet skal forstås og hva som skal regnes med når man vurderer måloppnåelsen. I statsbudsjettet for 2023 (St.prp. nr. 1 (2022–2023)) har NVE anslått at det kan komme mellom 7 og 11 TWh energieffektivisering i eksisterende bygg i perioden 2015 til 2030 med eksisterende virkemidler.

Forts. Boks 9.5

En indikator for energieffektivitet kan også knyttes mer til selve virksomheten. For eksempel kan utviklingen i energieffektivitet i bygg måles i *spesifikk energibruk*, som energibruk per kvadratmeter areal. I TEK17 er det satt energirammer for hver enkelt bygningskategori basert på spesifikk energibruk. For industri finnes det flere verktøy der de kan sammen-

ligne seg med likeartede virksomheter (benchmarking).

Man kan også ha indikatorer på *komponentnivå*. Det blir satt krav om energieffektivitet til flere produkter gjennom Økodesigndirektivet (NVE, 2022). For nye bygg settes det blant annet egne krav i TEK til varmegjennomgang (U-verdier) for vinduer.

9.5 Forbrukerfleksibilitet

Norge har et av verdens mest fleksible energisystemer. Vannkraften er regulerbar, forbrukssiden er blitt fleksibel etter mange år med varierende priser og vi har et robust strømnnett sammenlignet med mange andre land. Likevel vil det være behov for energilagring og forbrukerfleksibilitet også i Norge, som alternativ til nettutbygging og for å balansere kraftsystemet.

Kraftbruk har både en energidimensjon og en effektdimensjon. Energidimensjonen måles i kWh (kilowatt per time) og benyttes som mål på energibruk og produksjon over en tidsperiode. Effektdimensjonen handler om hvor mye kraft som blir brukt samtidig, og måles i kW. Kilowatt brukes for å se på hvordan forbruket fordeler seg over sesonger, uker, dager, timer og innenfor timen. Effekttoppene oppstår på morgenen (07-11) og på ettermiddagen (17-19) på de kalde vinterdagene og følger forbrukstoppene i husholdninger og næringsbygg.

Vi går mot en strammere effektbalanse i 2030 (NVE, 2022). Tidligere ble kraftproduksjonen og nettet utviklet for å tilpasses forbruksveksten og -variasjonene, selv om det også var noe fleksibilitet i forbruket. Vi er nå avhengige av å finne nye kilder til fleksibilitet i systemet, og mange av løsningene finnes på forbrukssiden.

Thema og Multiconsult (2022) peker på ulike fleksibilitetstiltak som kan forbedre effektsituasjonen, herunder tiltak på forbrukssiden. Statnett, Elvia, Enova og Norsk fjernvarme har nylig utgitt en rapport, «Fremtiden er nokså elektrisk» (Systemsmart energibruk, 2022). I denne rapporten blir begrepet «Systemsmart energibruk» benyttet for å betegne forbrukssidens rolle i omstillingen.

I potensialstudier av energieffektivisering vurderes mulighetene for å redusere energibruken. Noen energieffektiviseringstiltak bidrar mer til å

styrke effektbalansen enn andre, slik tilfellet er også for ulike produksjonsteknologier, se kapittel 10. Tiltak på forbrukssiden kan bidra med en bedre effektbalanse på tre ulike måter:

- Med tiltak som kan gi permanent reduksjon i varmebehovet vinterstid, som effektiviserings-tiltak på bygningsskallet og alternative oppvarmingsformer, som fjernvarme, grunnvarmepumper og ulike former for bioenergi.
- Ved å veksle mellom bruk av elektrisitet og andre energibærere i varmesystemene i bygg og industri. Dette er en fleksibilitet som kan strekkes over sesonger, men den kan også være mer kortsiktig. Bioenergi, både i gassform og fast form, kan lagres. Varme kan sesonglagres i grunnen, og over kortere perioder i termoser, først og fremst i tilknytning til større varmeanlegg.
- Med kortsiktig fleksibilitet, for eksempel ved å slå av strømmen en kort stund i et vannbårent anlegg, eller et godt isolert hus, uten at det blir merkbart temperaturfall. Elbillading og oppvarming av varmtvann i beredere kan flyttes til perioder av døgnet eller uken når effektuttaket ikke er på det høyeste. For elektrisk drevne ferger kan lading kombineres med en batteribank.

Tradisjonelle energieffektiviseringstiltak vil i seg selv bidra til en bedre effektbalanse, og mange av tiltakene legger grunnlag for en mer fleksibel etterspørselsside. Fleksibilitetstiltak omfatter mer enn effektivisering. I tabell 9.3 oppsummeres noen av de viktigste kildene til forbrukerfleksibilitet, med eksempler fra industri, bygg, elbil og skip.

Fleksibilitet i forbruket kan utløses på ulike måter. Produsenter, forbrukere og innehavere av energilager kan tilpasse forbruket som en respons på kraftpris og nettleie. Dette omtales

Tabell 9.3 Kilder til forbrukerfleksibilitet

Type tiltak	Lasttype	Industri	Bygg	Elbil	Skip
<i>Kutte forbruk</i>	<i>Prosesser som kan avbrytes</i>	Stopp i produksjon med reduserte vareleveranser	Slå av lys, TV eller annet	Ta bussen i stedet for elbilen som ikke er ladet	Slå av lys og varme på skipet
<i>Bytte til annen energibærer</i>	<i>Laster med alternative energikilder</i>	Olje-/elkjeler Fjernvarme kan bytte mellom elkjel og andre energikilder	Olje-/elkjeler Strømaggregat Off-grid-løsninger inkl. sol, småskala vind osv.	Hybridbiler	Hybridferge: el og biodrivstoff. Skip skifter til aggregat ombord
<i>Flytte forbruk</i>	<i>Trege laster</i>	Varme/kjøling	Oppvarming, kjøling og ventilasjon	-	-
	<i>Laster med lager</i>	Lager av kvernet tremasse i papirindustri Akkumulator-tanker i fjernvarme	Varmtvannstanker, varmelager eller batteri	Lade- og tappebatteriet (V2G) – lite tilgjengelig i dag	Batteribank på kaien eller ombord
	<i>Laster med overkapasitet</i>	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

Kilde: Multiconsult og Thema (2022).

som implisitt fleksibilitet. Implisitt fleksibilitet kan øke ved at det legges bedre til rette for at forbrukssiden kan delta i spot- og intradagmarkedet, og i reservekraftmarkedene, f.eks. gjennom lavere budgrenser og gjennom aggregering av bud. Lokale fleksibilitetsmarkeder som verktøy i nettdriften prøves også ut i dag. Det finnes allerede eksempler på aggregatorselskaper som sammenstiller tilbud av fleksibilitet fra flere husholdninger og/eller virksomheter. Ved eksplisitt fleksibilitet har nettselskapene kontroll på utkoblinger, og kan ha kontrakter med enkeltaktører om slik utkobling.

Lovpålagte krav om å tilby fleksibilitet til regulerte priser kan også forekomme. Det kan være alt fra krav som stilles for å koble seg på strømsystemet til særskilte bestemmelser i forbindelse med anstrengte kraftsituasjoner. Tilknytning på vilkår er et eksempel på en slik avtale, der kunden må være forberedt på å koble seg fra/reducere energibruken i visse situasjoner.

Fleksibelt forbruk vil bli viktig for å møte effektutfordringen i Norge (Statnett, 2022), både for nettutnyttelse og markedsklarering. Statnett har systemansvaret i Norge og skal sikre at det er nok strøm til enhver tid. Det er bare noen få timer i året at forbrukstoppene blir veldig høye, og nettselskapene må bygge nettet slik at de kan dekke etterspørselen i disse timene. Reguleringen av nettselskapene premierer effektivitet, de har derfor incentiver til å se etter muligheter for å utnytte nettet best mulig.

Statnett og nettselskapene har en viktig rolle i å tilrettelegge for et marked der fleksibilitetstjenestene kan omsettes. RME vil ha en rolle i å utforme reguleringer og markedsdesign som legger til rette for slike markeder. En egen ekspertgruppe har gitt anbefalinger til fremtidens organisering og ansvarsforhold i kraftsystemet (RME, 2020). Det pågår mange studier og demonstrasjonsprosjekter for å utvikle sluttbrukerfleksibilitet. Etableringen av Elhub gir også bedre mulig-

heter for å følge opp blant annet om fleksibiliteten på sluttbrukersiden er reell.

Mange av fleksibilitetsressursene er små, og det er behov for automatisering og aggregering av laster. En av nøklene for å kunne utnytte forbrukerfleksibilitet er god instrumentering også i systemet, og kostnadene ved nødvendig utstyr er blitt lav. Utviklingen har gjort det enklere å samle inn store mengder informasjon om strømmettets tilstand i sanntid. Dette datagrunnlaget kan brukes til å identifisere behovet for, og tilgjengeligheten av, fleksibilitet i systemet. For å nyttiggjøre forbrukerfleksibilitet er det viktig med kommunikasjon mellom aktører. For nettselskaper er det satt i gang et arbeid med å sikre digital samhandling mellom nettselskapene (NVE, 2022).

9.6 Barrierer mot effektiv og fleksibel energibruk

Selv om det blir beregnet store lønnsomme potensial for energieffektivisering, blir ikke de aktuelle tiltakene alltid gjennomført. Det kan indikere at ikke alle kostnadene ved tiltakene er reflektert i lønnsomhetsvurderingene. De kostnadene som ikke er fanget opp i beregningene omtales gjerne som barrierer. Basert på innsikt i slike barrierer kan det utformes treffsikre virkemidler som bidrar til å redusere barrierene.

Beslutningsstrukturen for energieffektiviseringstiltak er annerledes enn ved bygging av kraftverk og overføringsnett, som er store enkeltbeslutninger tatt av profesjonelle aktører med spesialkunnskap. Beslutninger om å gjennomføre energieffektiviseringstiltak tas av svært mange og ofte små aktører, de fleste uten spesialkompetanse. De aktuelle tiltakene er av ulik art. Tiltak krever i mange tilfeller større utredninger og skreddersøm. I mange virksomheter, som industri, borettslag og sameier, kan beslutningsveien være lang.

Hos sluttbrukere er den økonomiske lønnsomhetsvurderingen av tiltakene bare en del av bildet når de prioriterer sine ressurser. Tiltakene må konkurrere med andre tiltak som også er viktige, både i industrien og i ulike typer bygg.

For utnyttelse av overskuddsvarme skal virksomheter som er ulike finne sammen med aktiviteter som er på siden av kjernevirksomheten. Det skal være tilgang på arealer for å samlokalisere virksomheter, og samarbeid med kommunene er viktig.

Ved energifattigdom, som innebærer at en svært høy andel av familieinntekten går til energiformål, kan mulighetene til å finansiere investeringer i energieffektiviseringstiltak være begrenset. Gjennomsnittlig budsjettandel for strøm (eksklusive alle offentlige stønader) var 6,3 prosent i befolkningen i desember 2021, mens for de 10 prosent av husholdningene med lavest inntekt utgjorde strømavgiftene 12,1 prosent (SSB, 2022). I tillegg er andelen leietakere blant bostøttemottakere 68 prosent, mot 15 prosent i befolkningen ellers.

En barriere mot energieffektivisering som det ofte blir pekt på er at de som står for planleggingen og finansieringen ikke skal bruke byggene i driftsfasen. Byggene blir solgt eller leid ut til en tredjepart. Investorene mangler derfor insentiver til å prioritere investeringer som gir reduserte energikostnader i driftsfasen.

Store deler av det økonomiske potensialet for energieffektivisering NVE har identifisert er knyttet til driften av byggene. Her peker eiere av yrkesbygg blant annet på at det er vanskelig å få levert energitjenester som er komplette, og som er enkle å iverksette uten at de må forholde seg til mange leverandører (Sintef, 2020). I andre sammenhenger fremheves det at installasjon av vannbåren varme er særlig dyrt i Norge, og at det er mange små håndverkerbedrifter med begrensete muligheter til å holde seg oppdatert på energiområdet. Det tyder på at tilbudssiden heller ikke er helt moden på alle områder.

9.7 Drivkreftene styrkes

Prisen på elektrisitet er en viktig faktor for sluttbrukers beslutninger om fleksibilitet og energieffektivitet. Forbrukerne vil se svingende strømpriser og høye vinterpriser, effektkostnader i nettarif, elavgift og merverdiavgift. En riktig pris på energi har alltid vært den mest sentrale faktoren for å sikre effektivitet både innen produksjon og bruk av energi.

Tradisjonelt har Norge hatt lavere elpriser enn nabolandene, og utenlandske gjester har reagert på at vi har et annet forhold til energi enn det de er vant til. Analyse miljøene legger til grunn at kraftprisen vil bli mellom 45 og 55 øre/kWh frem mot 2030 og 2050, og det er et høyere nivå enn det vi har sett de foregående 30 år (ca. 30 øre per kWh). Og prisene vil være langt høyere vinterstid enn om sommeren etter hvert som produksjonen i hele Europa blir mer væravhengig. Både NVEs analyse av respons på høye priser vinteren 2021/

2022 (NVE, 2022), og SSBs analyse av hvor treffsikker strømtøtteordningen har vært (SSB, 2022), viser at kraftbruken gikk ned vinteren 2021/2022, i forhold til foregående år. Dette tyder på at det var en betydelig endring i adferd denne vinteren, og at høye priser gir redusert energibruk på kort sikt. Erfaringer med høye priser vil også kunne påvirke langsiktige investeringer i energieffektiviseringsløsninger, oppvarmingsløsninger og fleksibilitet.

Måling av energibruken er avgjørende for at sluttbrukerne skal kunne vurdere gevinstene ved å begrense energibruken. Innføring av avanserte måle- og styringssystemer (AMS) var blant annet et ledd i å legge til rette for energieffektivisering hos sluttbrukere. Potensialet for å utnytte AMS-målerne i arbeidet med en mer effektiv og fleksibel energibruk er stort.

Det er også drivkrefter på tilbudssiden som kan styrke takten i omstillingen av forbrukssiden. Mulighetene for å automatisere energistyringen og nettselskapenes interesse for å realisere forbruksfleksibilitet blir viktig. For energitjenesteleverandører vil det være mer lønnsomt å tilby styringssystemer og styringstjenester, og utvikle gode forretningsmodeller for dette. Bioenergi og ulike alternative varmeløsninger vil bli mer lønnsomt og det vil stimulere denne delen av energibransjen til å fremme sine løsninger.

En drivkraft som er blitt styrket de senere år er jakten på et godt omdømme. Vi ser at byggeiere ønsker bygninger som er miljøvennlige og nyskapende. Ved oppføring av nye bygg er mange opptatt av å få et godt energimerke. BREEAM-klassifiseringen er også et system for å klassifisere og løfte frem bygninger med gode miljø- og energiegenskaper, og er utviklet av markedsaktørene selv. Energieffektive bygg får i økende grad også bedre vilkår i finansmarkedene. GHG-protokollen (Greenhouse Gas Protocol) er en standard for måling og håndtering av klimagassutslipp, og er utviklet og brukt av 500 internasjonale virksomheter. Energibruk inngår i rapporteringen under GHG-protokollen.

Sirkulærøkonomi er i ferd med å bli viktig for en bærekraftig utvikling og Norge har utarbeidet en nasjonal strategi for en grønn sirkulærøkonomi (Departementene, 2020). Gjenbruk av materialer og reparerbarhet kan påvirke energibehovet indirekte. Sirkulærøkonomi krever felles reguleringer av produkter som omsettes internasjonalt, og EU tar en rolle her. Utnyttelse av overskuddsvarme inngår som en del av sirkulærøkonomien i seg selv.

EU-kommisjonen bygger opp under utviklingen med krav og standarder. Taksonomiregelverket setter konkrete krav til hva som skal regnes som bærekraftig, og vil bli lagt til grunn av institusjoner som finansierer bygg, energianlegg og industrivirksomhet. For industrien er det viktig at krav, blant annet på energiområdet, gjelder for alle virksomheter som konkurrerer i det indre markedet.

9.8 Dagens virkemidler

Selv om tiltak for energieffektivisering og økt fleksibilitet fremstår som lønnsomme for forbrukerne, kan ulike barrierer gjøre at de likevel ikke blir gjennomført. I en situasjon der energiomstillingen blir forsert av politiske prosesser, kan det forsvares å benytte særlige virkemidler mot forbrukssiden. Det handler om å realisere energiomstillingen i et høyt tempo. Det handler også om at forbrukere og næringsliv skal bli mindre eksponert for høye priser, særlig vinterstid. Virkemidlene bør rettes mot de identifiserte barrierene.

Virkemidler innrettes ulikt dersom det skal utvikles nye teknologier og nye markedsløsninger, enn i et tilfelle der teknologier er mer modne.

Norske Boligbyggelags Landsforbund (NBBL) har publisert en oversikt over eksisterende virkemidler rettet mot bygninger i et notat om energieffektivisering i bygg (NBBL, 2022). Både NVE (NVE, 2022) og NBBL skiller mellom juridiske, økonomiske og informative virkemidler. Disse virkemiddelgruppene kan utfylle hverandre.

9.8.1 Fortsatt rom for teknologiutvikling

Ikke alle markedsløsninger for å realisere en effektiv omstilling er helt på plass, og det er rom for teknologiutvikling på mange områder. Det er nylig etablert en fornyet strategi for energiforskning, Energi21. Her legges det opp til videre forskning på teknologier, også på forbrukssiden. Integreerte og effektive energisystemer blir pekt på som avgjørende for å lykkes i det grønne skiftet, herunder samspill med sluttbrukere. Det trekkes frem forskningsbehov innenfor blant annet energimarkeder, regulering, energisikkerhet, energibruk og sosial aksept (Energi21, 2022). I Olje- og energidepartementets budsjett for 2023 er det bevilget 993,5 millioner kroner til «Forskning og teknologiutvikling for fremtidens energisystem». EU har i tillegg flere initiativer for utvikling av smarte energisystemer, energieffektive bygg, industri, varme

og kjøling. Det gis støtte gjennom forskningsprogrammet Horizon Europe, som har egne strategier for hvert delområde.

I en fase der teknologier og markedsløsninger skal utvikles og introduseres i markedet er virkemidlene gjerne rettet mot enkeltprosjekter og enkeltteknologier. I en fase der markedsløsninger og teknologier skal introduseres i større skala kan virkemidlene være nøytrale, det vil si med konkurranse på like vilkår mellom ulike løsninger. Konkurransen kan være en driver for videre innovasjon og utvikling. Virkemidlene blir gjerne rettet mot etterspørselssiden, med juridiske, økonomiske og pedagogiske/informative virkemidler.

På energiområdet finnes det allerede mange gode teknologier for energieffektivisering og energifleksibilitet. Flere tiår med forskning og markedsintroduksjon har gjort at vi kan bygge energieffektive bygg, ta i bruk ulike typer varmpumper og solenergi, det er etablert fjernvarmesystemer i byene, det finnes gode varmegjenvinningsmetoder, det finnes energistyringssystemer og batterikapasitet i elbiler, og det finnes gode energikartleggingsmetoder. Utfordringen er å få løsningene utbredt i markedet og redusere kostnadene ytterligere.

9.8.2 Juridiske virkemidler

Med juridiske virkemidler kan det stilles absolutte krav til energieffektivitet i produkter og bygg. Slike absolutte krav er mest aktuelt i situasjoner der teknologiene er modne, slik at aktørene er i stand til å håndtere nye reguleringer. Da regjeringen i 2012 varslet at det ville komme forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming i 2020, hadde byggeierne god tid til å forberede seg og energibransjen kunne forberede seg på å levere løsninger. Før TEK17 ble innført, med strenge energikrav til nye bygg, hadde bransjen over flere år testet ut passivhusstandarden. Før EU vedtar økodesignreguleringer av nye produkter går det mange år med forberedelser og dialog med industrien slik at teknologien skal være tilgjengelig når reguleringen trer i kraft. Også for energimerking av produkter er det en lang periode med forberedelser.

Krav om tiltak på eksisterende bygg i plan- og bygningsloven (§ 31-2) gir kommunene mulighet til å stille krav til byggeier ved hovedombygging og vesentlig endring av eksisterende bygninger. Dette er i teorien et meget sterkt virkemiddel, som også treffer de tidspunktene der det ligger til rette for å tenke forbedring av energitilstanden. Ifølge NVE og DiBK er det knyttet usikkerhet til

praktisering og håndheving av regelverket og det bør vurderes om, og hvordan, regelverket for eksisterende bygg kan forbedres (NVE, 2022).

Forskrift om energimerking av bygninger ble etablert i 2010 og er under revidering. Gjennom denne ordningen blir det stilt krav til energimerking ved salg og utleie av bygninger. Ordningen har høstet kritikk fra fjernvarmemiljøet, fordi det er vanskelig å oppnå et godt energimerke i bygg som blir tilført varme fra eksterne kilder, se kapittel 10.7.3. Det er potensial for å forbedre ordningen på flere punkter. Karakterskalaen kan tilpasses slik at flere ulike tiltak gjør det mulig å få en bedre karakter, og på den måten tilpasses eksisterende bygg på en bedre måte. Ordningen kan også premiere redusert strømbruk i høylastperioder på en bedre måte.

Et eksisterende juridisk virkemiddel rettet mot industrien er krav til energiledelse i forbindelse med utslippstillatelser etter forurensningsloven. I forskrift om CO₂-kompensasjon for 2021-2030 er industri som kommer inn under ordningen pålagt å gjennomføre energikartlegging. Olje- og energidepartementet hadde i 2019 høring av en endring i energiloven og naturgassloven som stiller krav om energikartlegging i store foretak. Et forslag til forskrift var på offentlig høring i 2021. Store foretak er definert som foretak som hovedsakelig driver økonomisk aktivitet, uavhengig av selskapsform og organisering, og som har en årlig energibruk i Norge på minst 5 GWh i ett av de siste fire årene før en energikartlegging skal gjennomføres. Forslaget er foreløpig ikke fremmet for Stortinget.

I 2021 gjennomførte departementet høring av forslag til endringer i energiloven om krav til gjennomføring av nytte-kostnadsanalyser for bruk av overskuddsvarme fra energiintensive anlegg. Forslaget omfatter blant annet kraftverk, industrianlegg, avfallsforbrenningsanlegg, fjernvarmeanlegg, fjernkjøleanlegg og energiproduksjonsanlegg med over 20 MW tilført varmeeffekt eller 20 MW tilført elektrisk effekt, samt datasentre med over 2 MW tilført elektrisk effekt. Grunnen til at det er foreslått en lavere grenseverdi for datasentre enn andre anlegg er at slike sentre ofte bygges ut trinnvis. Formålet med forslaget var å bidra til at aktører som planlegger å bygge eller oppgradere anlegg som genererer overskuddsvarme blir oppmerksomme på hvilke muligheter som finnes for å utnytte varme. Forslaget er foreløpig ikke fremmet for Stortinget.

Lov om offentlige anskaffelser angir noen prinsipper som kan berøre energiområdet, selv om for-

mulingene er rettet mot reduksjon i skadelig miljøpåvirkning, og å fremme klimavennlige løsninger.

En rekke markedsreguleringer vil kunne påvirke energibruken i fremtiden. Innføring av et effektelement i overføringstariffen er ett eksempel på det. Arbeidet med å legge til rette for at små fleksibilitetskilder kan omfattes av markedet, er et annet. Plusskundeordningen gjør det mer lønnsomt å installere solceller.

9.8.3 Økonomiske virkemidler

Det eksisterer flere økonomiske virkemidler for energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet i dag. Økonomiske virkemidler er vesentlig rettet mot klimagassreduksjoner, men energi er ofte involvert i prosjektene.

Enovas ordninger er rettet mot demonstrasjonsprosjekter og markedsutvikling. De følger markedet tett, kartlegger barrierer og utvikler virkemidler innenfor sitt mandat. Per i dag gis det støtte til følgende:

- Energikartlegging i borettslag og boligsameier
- Energiltak i kommunale boliger
- Varmesentraler basert på fornybare energikilder (industri og bygg)
- Fjernvarmeinfrastruktur og vannbåren varme i bygg
- Energi- og klimateknologi i industrien
- Diverse tiltak i bygg, som installasjon av solceller, solfanger, balansert ventilasjon, væske-til-vann-varmepumpe, strømstyring i boliger, smarte varmtvannsberedere, helhetlig oppgradering av bygningskroppen og varme-gjenvinning av gråvann.

I en tidsbegrenset ordning innført høsten 2022 kan bedrifter med minst 3 prosent strømtensitet søke Enova om tilskudd til å betale strømregningen og til å investere i energiltak. Bedrifter som gjennomfører energikartlegging vil kunne få dekket inntil 25 prosent av strømprisen over 70 øre for månedene oktober, november og desember 2022, mens bedrifter som i tillegg velger å investere i enøktiltak vil kunne få inntil 45 prosent av strømprisen over 70 øre dekket. I tillegg kommer støtte på inntil 50 prosent av investeringskostnaden ved energiltak som ikke allerede er støtteberettiget. Det er vilkår om at bedrifter som mottar tilskudd ikke kan ta ut utbytte i 2023. Bedrifter med årlig strømforbruk over 100 GWh faller utenfor.

Husbanken gir lån til omfattende oppgradering av bygg som gir redusert energibruk.

Skatter og avgifter skal i utgangspunktet virke nøytralt. Avgifter kan benyttes for å synliggjøre kostnader ved miljøinngrep, for eksempel miljøskadelige utslipp. Stortinget har lagt opp til en opptrapping av CO₂-avgiften i ikke-kvotepiktig sektor til 2000 kr per tonn i 2030. Det stimulerer til å utvikle, og ta i bruk teknologier som ikke har utslipp som er avgiftsbelagt, som grønt hydrogen og elbiler. Dagens elavgift har en fiskal begrunnelse, men den bidrar like fullt til at energieffektivisering blir mer lønnsomt for sluttbrukerne.

9.8.4 Pedagogiske virkemidler

Pedagogiske virkemidler kan stå alene, eller kombineres med økonomiske eller juridiske virkemidler. Det er mange steder å henvende seg dersom man ønsker veiledning og råd om energieffektivisering. Enova, DiBK, Riksantikvaren og enkelte kommuner har informasjonsvirksomhet. For eksempel gir DiBKs hjemmeside «Slik pusser du opp energismart» tips til hvordan man kan heve komforten i huset og samtidig spare energi.

Enovas hjemmeside om energiledelse «Enova kunnskap» er et verktøy for energikartlegging og energiledelse som både innehavere av næringsbygg, transportsektoren, industrien og oppdrettsnæringen kan benytte. Energikartlegging er et første skritt for å få oversikt over mulighetene for energieffektivisering som finnes i virksomheten. Dersom det gjennom energikartleggingen avdekkes muligheter som ikke er markedsmodne, kan støtteordninger være aktuelle. Energikartlegging er obligatorisk for bedrifter som søker om midler under den midlertidige støtteordningen.

Enova fører også et register over energirådgivere, og stiller kompetansekrav til disse. Forbildeprosjekter og ulike forskningsaktiviteter kan også bidra til å heve kompetansen på tilbydersiden.

Opplæring gis vesentlig gjennom videregående skole, fagskoler, høyskoler og universiteter. Det gjelder også videreutdanning av håndverkere og andre fagfolk.

De ulike bransjene utarbeider selv standarder, for eksempel i energiledelse eller for energieffektive bygg (ISO-standarder).

EU-landene har etablert egne langtidsstrategier for rehabilitering av bygg siden 2013.

9.8.5 Nye virkemidler

Norge er i ferd med å gjennomføre bygningsenergidirektivet fra 2010. Energieffektiviseringsdirektivet fra 2012 forventes også innlemmet i EØS-avtalen. I henhold til dette skal det lages en lang-

siktig strategi for renovering av bygningsmassen. Endringer i energiloven med krav til energikartlegging i store virksomheter og utredning av lønnsomheten ved å utnytte spillvarme i ny industri- virksomhet og datasenter har vært på høring.

EU utvikler stadig ny politikk på energibruksområdet. Norge følger prosessene, vurderer EØS-relevans og tar stilling til de ulike direktivene konkret.

EU har en sektorovergripende politikk på energiområdet, se kapittel 6.2. «Europas grønne giv» (European Green Deal). I EUs strategi REPowerEU, er det lagt frem forslag om en energisparing på 13 prosent av sluttbruken av energi innen 2030. Innenfor energieffektivisering blir medlemslandene bedt om å vurdere på hvilke områder de kan styrke virkemiddelbruken, for eksempel:

- Forplikte nøkkelsektorer til energisparing (offentlige bygg, etc.)
- Finansielle ordninger (lån, støtte, etc.)
- Øke ambisjonene i energispareforpliktelsesordninger (hvite sertifikater)
- Styrke gjennomføring av resultater fra energikartlegginger
- Innføre ytterligere minimumsstandarder for energiytelse i bygninger, herunder varmesystemer
- Målrettede informasjonskampanjer
- Sertifisering av aktører som kan gi gratis rådgiving, gjennomføre inspeksjon, etc.
- Vurdere priser (bl.a. progressive tariffer) og avgiftsritak på fossile brenslers.

EU-kommisjonen foreslår å påby å installere solenergi på tak over 250 m² innen 2027 og alle boliger innen 2029, og har en egen strategi for dette. Etablering av lokale energisamfunn i kommuner inngår også i strategien.

Det vil også komme EU-regelverk for sektorintegrasjon, der energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet inngår som viktige elementer. Sektorintegrasjon betyr at ulike energibærere – elektrisitet, varme, kulde, gass, faste og flytende brenslers integreres med hverandre og med sluttbrukermarkedet.

9.9 Organisering av arbeidet med effektiv og fleksibel energibruk

Energi brukes i alle sektorer i samfunnet, og virkemidlene for energieffektivisering og energifleksibilitet er spredt på flere departementer. Ulike departementer tar beslutninger som kan påvirke

grunnlaget for lagring av energi og sluttbrukerfleksibilitet, utnyttelse av overskuddsenergi, og for energieffektivitet generelt. Energi må være en integrert del av byggforskrifter, miljø- og klimapolitikken, forvaltning av transportsektoren, arealforvaltning, forbrukerlovgevingen og industrisatsingen. Olje- og energidepartementet har et ansvar for en sikker energiforsyning, der utviklingen på energibrukssiden vil få økende betydning. Det vil kunne oppstå kryssende hensyn i mange saker.

Det vil bli viktigere enn noen gang at det blir satt en retning for hvordan energisystemet skal utvikles fremover. Politikken for å sikre effektiv og fleksibel energibruk må også konkretiseres.

En styrking av arbeidet med effektiv og fleksibel energibruk krever en god strategi og handlingsplan med de nødvendige virkemidler. Det må vurderes om de eksisterende virkemidlene og reguleringene er riktig innrettet og treffer barrierene mot omstilling. Flere virkemidler må etableres for å styrke omstillingen. En god organisering av arbeidet med energiomstilling på forbrukssiden krever en god organisasjonsmodell. Ansvar og myndighet i oppfølging av målene må klargjøres.

Å sette mål for effektiv og fleksibel energibruk kan være aktuelt dersom det er med på å styrke virkemidler. Det kan gi eierne av de ulike virkemidlene en klarhet i hva som er ønsket prioritering på energibruksområdet. De ulike sluttbrukerne kan få en retning på hva som er robuste valg for fremtiden. På tilbydersiden vil det gi en større trygghet for å satse på utvikling av forretningskonsepter og teknologier. Kommuner vil få tydeligere signaler om hvordan de kan bidra til å styrke vårt felles energisystem. Nettselskaper får tydeligere signal i sin satsing på forbrukerfleksibilitet og i sin kraftsystemplanlegging.

Ett enkelt mål kan vanskelig favne alle hensyn innenfor energieffektivitet og fleksibilitet. Til det er utfordringen for sammensatt. Det er ulike utfordringer knyttet til utvikling av termiske varmesystemer, energieffektive bygningsskall, utnyttelse av overskuddsvarme fra industri, hydrogenproduksjon og datasenter, og optimalisering av driften av bygg og industri. Det kan være mer aktuelt å sette mål på noen områder enn på andre.

Dersom det blir satt mål må de være forpliktende. Man må ta stilling til om mål skal vinkles fra den enkelte sluttbrukers ståsted eller fra nasjonalt ståsted. For eksempel kan det settes et mål for en energistandard i bygg, som bygningseiere forpliktet til å nå innen en tidsperiode. Et slikt mål forplikter sluttbrukerne, og dersom det formuleres

res som krav vil det også være et virkemiddel. Alternativt kan målet være overordnet og forpliktende myndighetene.

Dersom det skal settes mål må de også være etterprøvbare. Det er mer krevende å få god etterprøvbarehet på energibrukssiden enn på produksjonssiden, ettersom den offisielle statistikken er begrenset, og fordi det er mange flere aktører og

enheter som bidrar til måloppnåelsen. Mulighetene for måling og etterprøving bør hensyntas dersom mål skal formuleres, herunder også mulighetene for å etablere ny informasjonsinnhenting. Ansvar for etterprøving bør plasseres tydelig og det bør etableres rutiner for jevnlig oppfølging og rapportering av måloppnåelsen.

Kapittel 10

Utviklingen i kraftproduksjonen

På samme måte som for utviklingen i energibruken er det et stort utfallsrom for utviklingen i produksjon. Samtidig bestemmes denne utviklingen mer eksplisitt politisk. Så lenge kostnadene for ny kraftproduksjon er lavere enn forventningene til kraftprisen fremover, blir det avgjørende hvor mye ny produksjon det gis tillatelse til.

Teknologiutviklingen gir også noe usikkerhet, men først og fremst ved at fremtiden kan by på nye muligheter. Det er sikkert at det er veldig mye ny kraftproduksjon som enten er lønnsom allerede, eller som vil bli det innen 2050.

Dersom det gis konsesjon til et prosjekt, er det i dagens system en bedriftsøkonomisk vurdering om det skal investeres eller ikke. For en utbygger må inntektssiden forsvare investeringen, og det er stort sett kun gjennom salg av kraft at utbyggeren får inntekter.

Energikommisjonens mandat ber om vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet betyr at summen av nytten er større enn kostnadene for samfunnet, både det som kan prissettes og det som ikke kan prissettes. Fordelene ved ny kraftproduksjon må være større enn skadene og ulemene. Normalt må vesentlige deler av denne vurderingen være kvalitative/skjønsmessige, da det i mange tilfeller ikke er praktisk mulig å økonomisk verdsette eller kvantifisere skader og ulemper for natur og samfunn ved utbygging av fornybar energi.

På et overordnet nivå kan det kun gjøres generelle vurderinger av typiske miljøvirkninger fra ulike typer kraftproduksjon. En prioritering mellom ulike former for fornybar kraftproduksjon må derfor ta utgangspunkt i typiske miljøvirkninger, kostnader og virkemåte.

10.1 Konsesjonsinstituttet

Det kreves i de fleste tilfeller konsesjon (tillatelse) for å få bygge, eie og drive et kraftverk. Hovedformålet med konsesjonsinstituttet er at myndighe-

tene kan regulere og kontrollere kraftproduksjonen slik at den utvikler seg på en samfunnsmessig rasjonell måte og med minst mulig negative konsekvenser. En grundig konsesjonsprosess bidrar til å sikre god ressursutnyttelse, redusere negative virkninger og å fremme lokal forankring og aksept for prosjektene. For å gi konsesjon skal fordelene for samfunnet overstige skadene og ulemene.

Konsesjonsbehandlingen har avgjørende betydning for hva som kan realiseres av ny kraftproduksjon. I tillegg er det en forutsetning å ha tilgang til utnyttbare ressurser, arealer og kraftnett.

10.1.1 Konsesjonspliktige tiltak

For *vannkraft* er det nødvendig med konsesjon knyttet til ressursutnyttelse som forankres i vassdragsreguleringsloven og vannressursloven. Store vannkraftanlegg må også ha konsesjon etter vannfallrettighetsloven. Småkraftverk behandles etter vannressursloven og har enklere sakbehandlingsregler enn store vannkraftverk.

Vindkraft på land over en viss størrelse og *kraftledninger* med høy spenning må ha konsesjon etter energiloven. For kraftledninger på lavere spenningsnivå i distribusjonsnettet gis nettselskapene en generell områdekonsesjon. Det betyr at det ikke er nødvendig å søke konsesjon for hvert enkelt anlegg.

Solkraft er konsesjonspliktig etter energiloven dersom det må etableres høyspenningsanlegg eller hvis eier av solkraftanlegg ønsker å etablere lavspenningsledninger til nabobygg for salg av kraft.

Fjernvarmeanlegg over en viss størrelse er omfattet av energiloven, og konsesjonsplikten utløses også dersom anlegget forsyner eksterne forbrukere.

Havenergiloven og havenergilovforskriften gir detaljert regulering av forvaltningen av ressursene til havs, herunder en beskrivelse av prosessen for konsesjonsbehandlingen av *fornybar energiproduksjon utenfor grunnlinjen*. I henhold til havenergiloven skal havområder åpnes av Kon-

Tabell 10.1 Konesjonspliktige tiltak

Tiltakstype	Spennning eller effekt	Lovverk	Vedtaksmyndighet
Stor vannkraft	>10 MW	Vannressursloven, vassdragsreguleringsloven	Kongen i statsråd/stortinget
Småkraftverk	1-10 MW	Vannressursloven	NVE
Minikraftverk	100 kW-1 MW	Vannressursloven	Kommunen
Mikrokraftverk	>10 kW	Vannressursloven	Kommunen
Vindkraft på land	>1 MW eller mer enn 5 vindturbiner	Energiloven	NVE
Fornybar energiproduksjon innenfor grunnlinjen	-	Energiloven	NVE
Fornybar energiproduksjon utenfor grunnlinjen	-	Havenergiloven	Olje- og energidepartementet
Solkraft	>1 kW	Energiloven	NVE
Kjernekraft		Atomenergiloven	Helse- og omsorgsdepartementet
Fjernvarme	>10 MW	Energiloven	NVE
Nettanlegg	-	Energiloven	NVE/Kongen i statsråd

Kilde: NVE/Energikommisjonen (2022).

gen i statsråd før tiltakshavere kan søke om konsesjon til å bygge, eie og drive fornybar energiproduksjon til havs.

Fornybar energiproduksjon innenfor grunnlinjen behandles etter energiloven, men omfattes av bestemmelsen om åpning i havenergiloven.

Det er formelt mulig å søke om tillatelse til å etablere *kjernekraftverk* i Norge, men det er ikke utviklet detaljert regelverk for kommersielle kjernekraftverk.

NVE er vedtaksmyndighet for alle konsesjonspliktige tiltak som behandles etter energiloven, med unntak av større kraftledninger (transmisjonsnettet) som avgjøres av Kongen i statsråd. Tiltak som behandles etter vassdragsreguleringsloven, samt større tiltak etter vannressursloven, avgjøres av Kongen i statsråd eller av Stortinget. Mindre tiltak som behandles etter vannressursloven avgjøres av NVE eller kommunen. Olje- og energidepartementet er vedtaksmyndighet etter havenergiloven. Alle konsesjoner gis på bestemte vilkår som regulerer forholdet mellom konsesjonæren og de allmenne interessene.

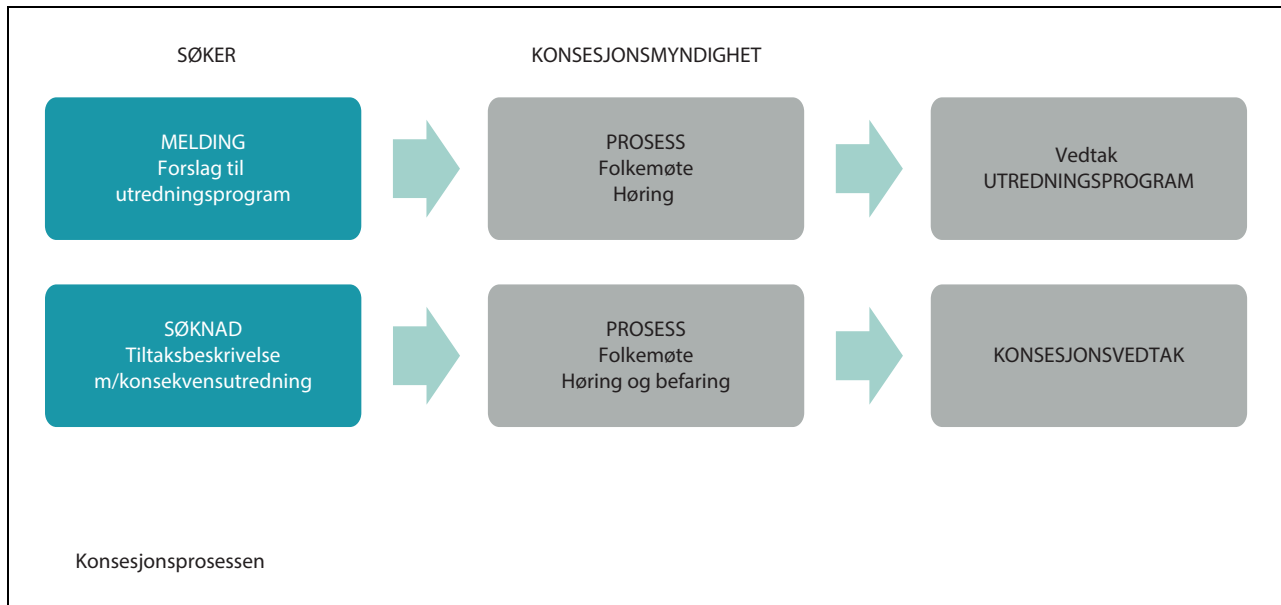
Olje- og energidepartementet er klageinstans for konsesjonsvedtak fattet av NVE og kommu-

nen, mens det ikke er klageadgang i saker der konsesjon avgjøres av Kongen i statsråd eller av Stortinget. Olje- og energidepartementet er vedtaksmyndighet i havvindsaker, og vedtak i slike saker kan påklages til Kongen i statsråd.

10.1.2 Saksbehandling

Forvaltningsloven gir generelle regler om saksbehandlingen. Loven inneholder regler om blant annet saksforberedelse og klage over enkeltvedtak, og kommer i tillegg til de spesielle saksbehandlingsreglene i energi- og vassdragslovgivningen. Nye produksjons- og overføringsanlegg skal også avklares mot andre relevante lover, eksempelvis naturmangfoldloven, kulturminneloven, forurensningsloven, vegloven og havne- og farvannsloven. Saksgangen er mer omfattende for store energianlegg enn for små anlegg.

Et viktig formål med konsesjonsbehandlingen er at de ulike interessene skal bli hørt og vurdert, og at det settes vilkår for å ivareta hensynet til miljø og samfunn. Offentlige høringer i konsesjonsbehandlingen av energianlegg er et lovfestet krav, og høringsinnspillene utgjør en viktig del av kunn-



Figur 10.1 Forenklet fremstilling av saksgang for et meldepliktig tiltak. Detaljplanfase og eventuell klagebehandling er ikke vist

Kilde: NVE (2022) og Energikommisjonen.

skapsgrunnlaget i konsesjonsvurderingen. For utbyggingsplaner som berører samiske interesser skal Sametinget og reinbeitedistriktene konsulteres direkte i tillegg til den ordinære høringen.

Tiltak som krever konsesjon etter energiloven, vannressursloven eller vassdragsreguleringsloven har krav om konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven. For de fleste store tiltak er det også krav til melding med et forslag til utredningsprogram. Eksempel på saksgang for et meldepliktig tiltak er vist i figur 10.1.

Solkraftanlegg og opprustnings- og utvidelsesprosjekter har i dag ikke krav til melding. Vindkraftanlegg til havs er meldepliktige etter havenergiloven, og det skal utarbeides en prosjektspesifikk konsekvensutredning som skal følge konsesjonssøknaden.

Etter at det er gitt konsesjon til utbygging av et energianlegg på land, må konsesjonæren lage en detaljert plan som beskriver hvordan anlegget skal bygges i tråd med konsesjonen. Planen skal godkjennes av NVE før byggestart, og erstatter kommunal byggesaksbehandling etter plan- og bygningsloven.

10.1.3 Endringer i behandlingen av vindkraft på land og til havs

Konsesjonsbehandlingen av nye prosjektsøknader om vindkraftanlegg på land ble midlertidig stanset etter at Nasjonal ramme for vindkraft ble

lagt frem i april 2019. I perioden som fulgte gikk Olje- og energidepartementet gjennom konsesjonsbehandlingen, med mål om å forbedre og se på innstramminger av datidens praksis.

I juni 2020 la regjeringen Solberg frem Meld. St. 28 (2019–2020) om endringer i konsesjonsbehandlingen av vindkraft på land. I stortingets behandling av denne i desember 2020, jf. Innst. 101 S (2020–2021), ble det lagt stor vekt på kommunens rolle i fremtidig behandling av vindkraft, og det ble anmodet om at planlegging og bygging av vindkraftanlegg skal innlemmes i plan- og bygningsloven.

I juni 2021 ble det åpnet for å gjenoppta sluttbehandlingen av enkelte saker, dersom vertskommunen anmodet om det. I april 2022 ble det åpnet for behandling av meldinger om nye vindkraftprosjekt, dersom vertskommunen samtykker.

Saksbehandlingen av meldinger og søknader om nye vindkraftverk skal legge til grunn de endringene og hensynene som følger av vindkraftmeldingen og stortingets behandling av denne, og som kan gjennomføres uten lov- og forskriftsendringer. En innlemming av vindkraft i plan- og bygningsloven krever lovendring, og dette følges opp av Olje- og energidepartementet og Kommunal- og distriktsdepartementet.

Olje- og energidepartementet åpnet i juni 2021 høring av ny veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs, samt forslag til endringer i havenergiloven og

havenergilovforskriften. Et forslag til endringer i havenergiloven ligger nå til behandling i stortinget. NVE har også fått i oppgave å identifisere nye områder for utbygging av både bunnfast og flytende havvind.

Regjeringen har besluttet å lyse ut første fase av Sørlike Nordsjø II og Utsira Nord innen utgangen av første kvartal 2023. Olje- og energidepartementet sendte i begynnelsen av desember 2022 ut et høringsnotat med forslag til prekvalifiseringskriterier, auksjonsmodell og en eventuell støtteordning for første fase av Sørlike Nordsjø II, samt kvalitative kriterier og støtteordning for Utsira Nord. Høringsfristen var 6. januar 2023.

Forslaget for Sørlike Nordsjø II innebærer at aktører som vil delta i auksjonen om tildeling av areal må prekvalifiseres, samt at det settes et tak for antall søkere som kan bli prekvalifisert. Aktørene blir målt på kriterier som skal bidra til at utbyggingen av havvind i Norge gjøres på en bærekraftig måte, og gir positive ringvirkninger for samfunnet. Prekvalifiserte søkere vil deretter få muligheten til å delta i en auksjon. Dersom det er behov for statsstøtte, er forslaget at dette gjøres gjennom en tosiktig differansekontrakt.

For Utsira Nord er det foreslått fem kvalitative kriterier som vil vurderes samlet; kostnadsnivå, bidrag til innovasjon og teknologiutvikling, gjennomføringsevne, bærekraft og positive lokale ringvirkninger. På et senere tidspunkt vil regjeringen avholde en konkurranse om støtte blant disse aktørene. De to aktuelle modellene for støtte er toveis differansekontrakter, slik som på Sørlike Nordsjø II, eller ren investeringsstøtte.

10.2 Kostnader for utbygging og verdien av produksjonen

Norge har et godt utgangspunkt for omstilling til lavutslippssamfunnet de kommende årene. Våre vann- og vindressurser er godt egnet for fornybar kraftproduksjon, og legger et grunnlag for lavere kostnader i kraftproduksjonen enn i de fleste andre land.

Kostnadene for produksjon av fornybar energi har falt mye de siste tiårene. En kombinasjon av målrettet politisk støtte og markedsinteresse har bidratt til å gjøre flere fornybarteknologier konkurransedyktige. Flere land har for eksempel tatt i bruk fornybar energi som et politisk virkemiddel, se kapittel 6. Generelt har ulike støtteordninger stimulert til læring, økt konkurranse og billigere prosjekter. For næringen har økt utbygging gitt skalafordeler, som sammen med økt konkurranse

i leverandørkjedene har bidratt til fallende kostnader.

De naturgitte forholdene i Norge, slik som solinnstråling, nedbør, topografi og vindforhold, avgjør sammen med den teknologiske utviklingen hvilken type fornybar energi som kan produsere kraft til lavest kostnad. Generelt er det vindkraft på land som kan produsere ny kraft til lavest kostnad per kWh i Norge. I tillegg er det mest vindkraftproduksjon i vinterhalvåret når behovet er størst. Også vannkraftprosjekter kan ha lave kostnader. Storskala solkraft har utsikter til lave nok kostnader til at prosjekter kan bli lønnsomme i markedet. Solkraft i mindre skala, f.eks. på bygninger, følger samme trend, men kostnadene her er noe høyere. Vindkraft til havs vil trolig få en vesentlig reduksjon i kostnadene på mellomlang sikt. Flytende vindkraftverk har høyere kostnader enn bunnfast vindkraft.

NVE følger utviklingen i kostnader for de aktuelle formene for kraftproduksjon. I figur 10.2 vises NVEs vurdering av kostnadsnivåene i 2021 og 2030 for ulike former for kraftproduksjon. Kostnadsnivået er oppgitt som LCOE («levelized cost of energy») – kalt energikostnaden. Energifkostnaden reflekterer kapitalkostnader og driftskostnader, men ikke skatter og avgifter. Kostnadsnivået angis per kWh, og tar ikke hensyn til at produksjonen fra de ulike teknologiene i varierende grad er regulerbare og derfor har ulik verdi i markedet.

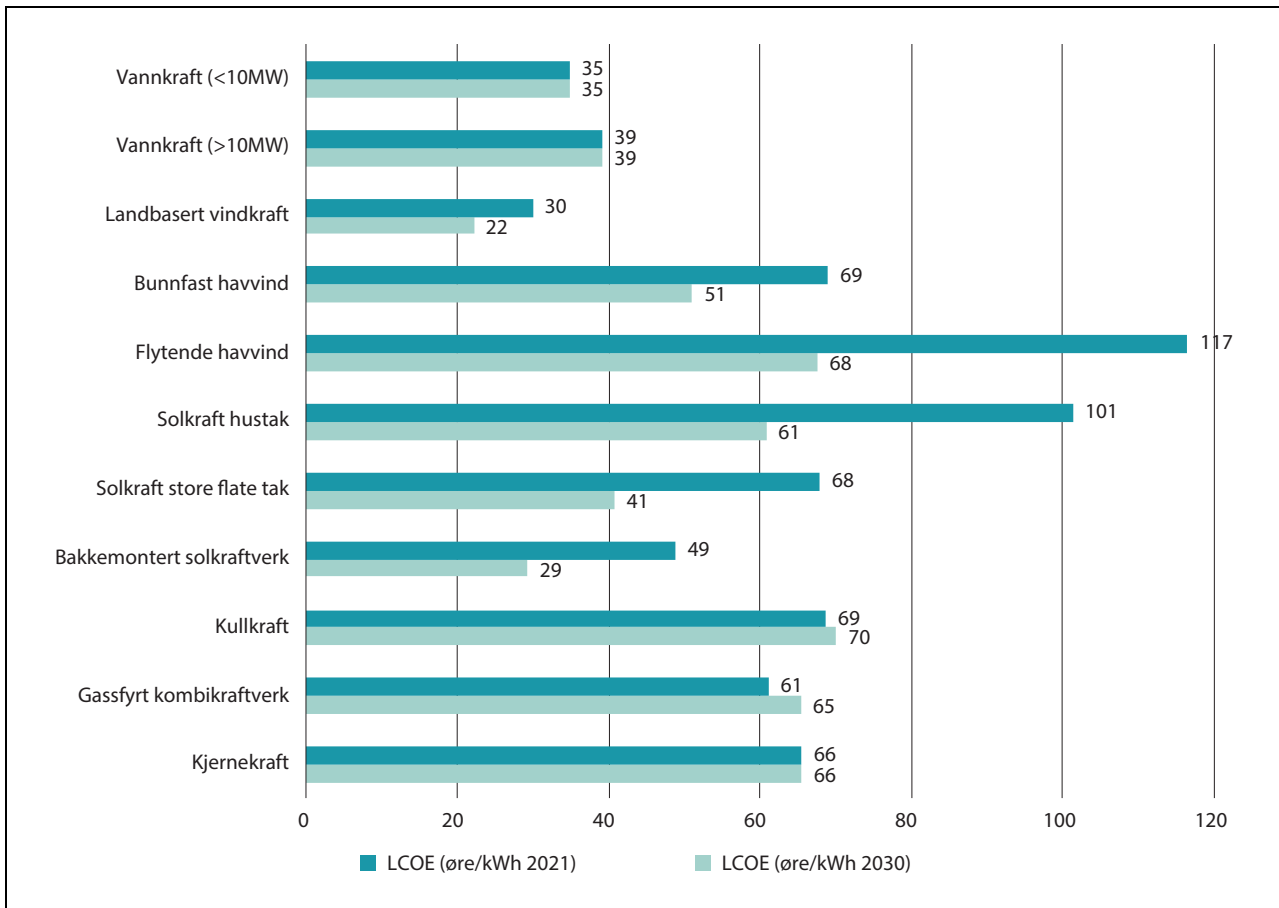
Figur 10.2 viser at kostnadene i 2021 ligger under 50 øre/kWh for landbasert vindkraft, bakemontert solkraft og vannkraft. Innen 2030 forventer NVE at kostnadene vil falle, slik at også solkraft på store flate tak kommer lavere enn 50 øre/kWh. Bunnfast vindkraft i norske havområder vil også ha kostnader rundt 50 øre/kWh i NVEs fremskriving av kostnadene.

Vi kan forvente at kostnadene for sol- og vindkraft vil fortsette å falle, da økt utbygging av slike anlegg gir erfaring og kunnskap med tilhørende effektiviseringsgevinster.

10.2.1 Verdien av kraftproduksjonen varierer

Det er ikke bare kostnaden som varierer mellom de ulike fornybarteknologiene. Også verdien av kraften, altså prisen de oppnår for kraften i markedet, varierer. Ettersom kraftmarkedet endres over tid, vil også konkurransen endre seg.

Regulerbar vannkraft kan produsere når prisene er høye, og spare vannet når prisene er lave, og kan dermed oppnå en høyere betaling per produsert kWh enn vannkraftverk som ikke kan reguleres. Denne verdien vil øke over tid, i og



Figur 10.2 Energikostnad (LCOE, øre/kWh) for kraftproduksjonsteknologier, i 2021 og i 2030
Kilde: NVE (2022).

med at mye av det som kommer til erstatning for fossil kraftproduksjon ikke er regulerbart.

Produksjonsprofilene til de ulike teknologiene er forskjellige. Solkraft og uregulert vannkraft produserer mest om sommeren, mens vindkraft produserer mest om vinteren. Solkraft produserer dermed når prisene normalt er lavere enn gjennomsnittet over året, mens vindkraft produserer mer når prisene er høyere. Samlet gir det vindkraftproduksjon høyere verdi enn uregulert vannkraft og solkraft.

NVE har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse vurdert utviklingen av oppnådde priser for fem fornybarteknologier. Figur 10.3 viser at regulerbar vannkraft vil øke i verdi mot 2040. Av de uregulerbare fornybarteknologiene oppnår vindkraft de beste prisene, og er dermed mest verdifull.

10.2.2 Vannkraft

Vannkraften er en moden teknologi med lang historie. Globalt er vannkraften den største fornybare energiteknologien målt i både ytelse og pro-

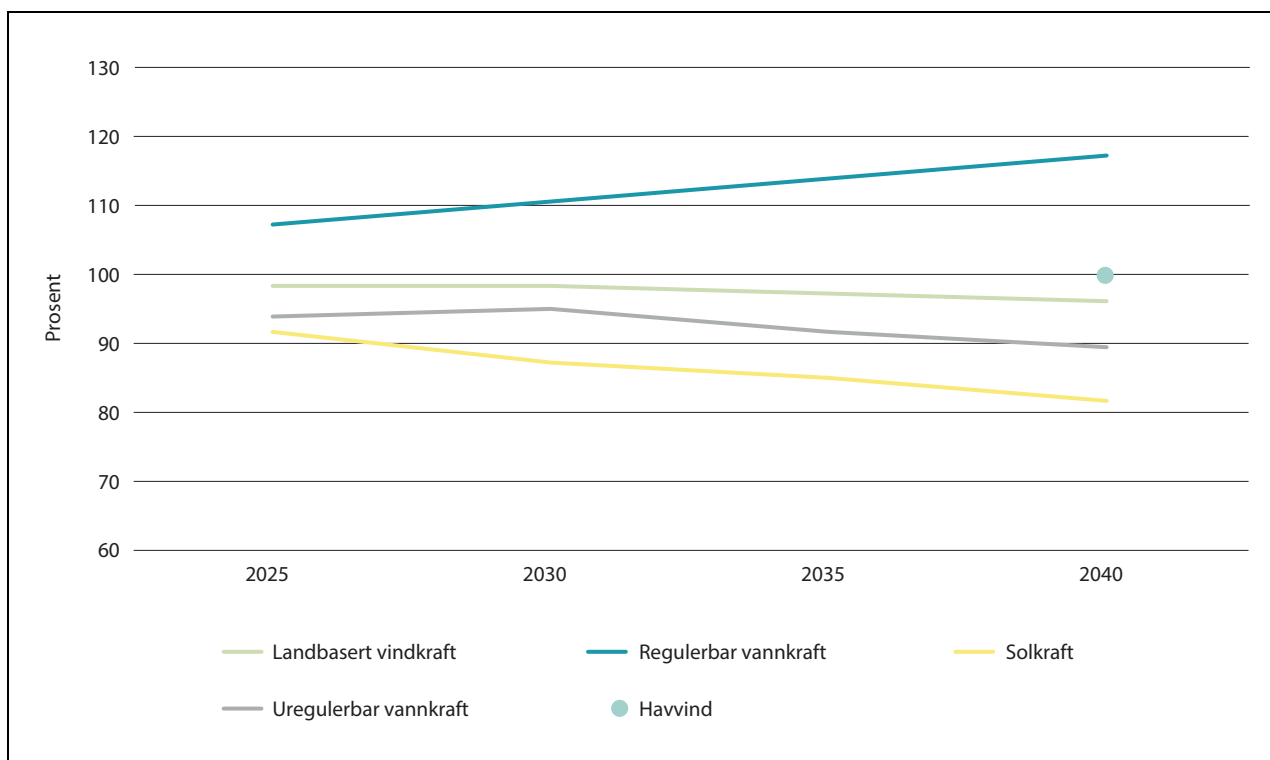
duksjon, og mulighetene den gir for lagring og fleksibilitet er særegen.

Vannkraften har blant de laveste utbyggingskostnadene for ny produksjon med 35 øre/kWh for store vannkraftanlegg (>10 MW) og 39 øre/kWh for små vannkraftanlegg (<10 MW). Det er riktignok variasjon i kostnader mellom prosjektene. Dette nivået har vært stabilt gjennom mange år, og NVE tror kostnadsnivået vil holde seg slik også i årene fremover (NVE, 2019).

Potensialet for kostnadsreduksjoner for vannkraftteknologien er mindre enn for andre nyere teknologier, siden vannkraft har eksistert i lang tid. Små forbedringer kan imidlertid ha stor verdi.

10.2.3 Vindkraft på land

Vindkraft er en av de raskest voksende fornybarteknologiene i verden. Den gjennomsnittlige kostnaden for å produsere vindkraft falt 56 prosent mellom 2010 og 2020. Bare i Norge ble kostnadene ved å produsere vindkraft redusert med



Figur 10.3 Verdien av kraft produsert fra ulike fornybarteknologier¹

¹ Verdien er beregnet som prosentvis oppnådd inntekt sammenlignet med gjennomsnittlig kraftpris.

Kilde: NVE (2021) og Energikommisjonen.

nær 40 prosent mellom 2012 og 2019 (Meld. St. 28 (2019–2020)).

De siste par årene har imidlertid vindkraftindustrien blitt rammet av økte priser på råmaterialer og komponenter, slik som stål, som gjør det dyrere å produsere turbinene. Etterspørselen etter ny vindkraft globalt forventes likevel å fortsette å være stor (IEA, 2021).

Vindturbinteknologien har utviklet seg svært raskt de siste årene, og både installert effekt, totalhøyde og lengde på rotorbladene har økt (NVE, 2019). Rotordiameteren globalt økte i snitt fra 82 meter i 2010 til 119 meter i 2020, en økning på 46 prosent. Noen av de nyeste vindkraftverkene i Norge har rotordiameter på 150 meter. Utvikling i avanserte styresystemer gjør også at turbinene kan utnytte vinden og klimatiske forhold bedre enn før (Irena, 2022).

10.2.4 Vindkraft til havs

Det er teknisk mer utfordrende å bygge vindkraft til havs enn på land, og derfor koster det mer. Det kreves andre fundamentløsninger, installasjonsmetoder og drifts- og vedlikeholdsoperasjoner. Samtidig kan det være mer å hente ved bedre vindforhold og muligheten for å installere større

turbiner med høyere ytelse til havs enn på land, noe som gir mer energiproduksjon.

Vindkraft til havs har hatt et tiår i sterk vekst internasjonalt, og kostnadene har blitt redusert både gjennom teknologiutvikling og utbygginger i større skala. I perioden mellom 2010 og 2020 falt det globale gjennomsnittet av LCOE for havvind med 48 prosent. Samtidig økte den gjennomsnittlige prosjektstørrelsen fra 136 MW til 301 MW (Irena, 2022).

Havvind har i de fleste tilfeller mottatt offentlig støtte, for eksempel ved at det offentlige har dekket utredningskostnader, nettkostnader eller gjennom direkte subsidier (Meld. St. 28 (2019–2020)).

Kostnadene for bunnfast vindkraft, inkludert nett- og finansieringskostnader ligger i området 50–120 øre/kWh. Mot 2040 forventes kostnaden å falle til 35–75 øre/kWh (Statnett, 2022) (Wind Europe, 2019).

I Norge vil kostnadene ofte være høyere enn lenger sør i Europa, fordi havområdene våre er dype og avstanden til land er lenger. NVE anslår at et bunnfast vindkraftverk bygget i dag på Sørlige Nordsjø II (1 400 MW) vil ha en kostnad på 78 øre/kWh, noe som kan falle til mellom 48 og 68 øre/kWh i 2030.

Vindkraft kan også installeres på flytende fundamenter. Teknologien er under utvikling, og kostnadsnivået er foreløpig vesentlig høyere enn for bunnfast vindkraft. Men også her forventes reduserte kostnader på sikt, fra over 120 øre/kWh i dag til rundt 50 øre/kWh mot 2050. (Menon, 2022). For Norge anslår NVE at et flytende vindkraftverk på Utsira Nord (500 MW), bygget i dag, vil koste 135 øre/kWh, og mellom 72 og 110 øre/kWh i 2030 (Olje- og energidepartementet, 2021).

10.2.5 Solkraft

Solkraft blir stadig billigere og mer effektiv, og er den produksjonsteknologien som vokser raskest i verden i dag, målt i ytelse. I mange markeder er sol allerede den mest konkurransedyktige fornybare energikilden (IEA, 2021). Kostnaden for å produsere storskala solkraft falt i gjennomsnitt med 85 prosent i tiårsperioden 2010–2020 (Irena, 2021).

Solkraftens lønnsomhet er avhengig av type installasjon, geografisk plassering og kraftprisutviklingen. Hvor mye energi en solcelle produserer er avhengig av solinnstråling, lufttemperatur og refleksjon fra snø (NVE, 2022). Kostnadene er lavere når solkraft installeres i stor skala, som på store tak, enn på små hustak selv om kostnadene faller også her (Irena, 2022).

I Norge utgjør solkraft en liten del av vår totale kraftproduksjon. Mesteparten av solkraften er installert på tak, og er stort sett knyttet til strømmettet (90 prosent). Med fallende kostnader og ytterligere teknologiutvikling forventer NVE at solkraft vil kunne konkurrere med både vind- og vannkraft i 2030, og gi et større bidrag til kraftproduksjonen i Norge enn i dag (NVE, 2021).

Den privatøkonomiske vurderingen av mindre solkraftinstallasjoner på privathus er vesentlig annerledes enn lønnsomhetsvurderinger av bakemontert solkraft i kommersiell skala. Solkraft på tak gjør at det blir mindre behov for å kjøpe kraft fra nettet, slik at det er mest relevant å måle kostnaden ved slik solkraft opp mot kostnaden ved å kjøpe kraft fra nettet, inkl. avgifter, nettleie mv.

10.2.6 Kjernekraft

Kjernekraft er ikke en fornybar energikilde, men er ofte ansett som svært ren grunnet de lave CO₂-utslippene. Det store potensialet i kjernekraften gjør at produksjonen, selv om den ikke er fornybar, isolert sett kan kalles bærekraftig.

Basert på erfaringen fra nylige kjernekraftprosjekter i Finland og Storbritannia, vet vi at det er lang utviklingstid og høye kostnader forbundet med teknologien.

Kraftverket Hinkley Point C i Storbritannia har en avtalt pris på 92,5 pund per MWh, eller noe over 100 øre/kWh, som skal indeksreguleres fra 2012. Prosjektet har vært under bygging siden 2016, og forventes å settes i drift i 2027. Kraftverket på 3260 MW har en investeringskostnad på ca. 300 mrd. kroner (EDF, 2022) (BBC, 2022).

Olkiluoto 3 fikk tillatelse av finske myndigheter i 2003, og skulle etter planen settes i drift i 2009. Kraftverket har blitt utsatt en rekke ganger på grunn av store kostnadsoverskridelser og forsinkelser som følge av tekniske problem. Per januar 2022 er Olkiluoto 3 ute av drift. Kostnaden per kWh er usikker, men anlegget på 1600 MW har kostet rundt 100 mrd. kroner å bygge, som er mer enn tre ganger den budsjetterte investeringen (Europower, 2022).

Samtidig er det stadig teknologiutvikling innen kjernekraft, og IEA peker på et behov for utvikling av små kjernekraftverk og fjerdegenerasjons kjernekraftverk på 2030-tallet. I sin siste langsiktige prognose for Sverige anslår Energimyndigheten en energikostnad for ny kjernekraft på 60 øre/kWh (Energimyndigheten, 2021). Sverige har erfaring med kjernekraft, og infrastruktur bl.a. for lagring, slik at det nok vil være mer kostbart å bygge kjernekraft i Norge, særlig for de første kraftverkene.

Den nye svenske regjeringen ønsker en stor satsing på kjernekraft, og vil instruere Vattenfall til å påbegynne planleggingen av ny kjernekraft (Energi og klima, 2022). Vattenfall gjør nå en forstudie av mulighetene for å bygge små, modulære kjernekraftverk i Sverige.

Kjernekraftverk har høye kapitalkostnader og relativt sett lavere driftskostnader, slik at energikostnaden blir sterkt påvirket av utnyttelsesgraden, eller brukstiden. OECD anslår at energikostnaden fra nye kjernekraftverk er ca. 60-80 USD/MWh, som er i samme størrelsesorden som Energimyndighetens anslag. Da er det forutsatt en effektfaktor på over 80 prosent, altså en brukstid på mer enn 7000 timer (OECD, 2020).

10.2.7 Andre teknologier

Det finnes flere teknologier som kan produsere elektrisitet enten fornybart eller uten utslipp. Det er også mulig å bygge nye fossile kraftverk, eller termiske kraftverk som fyres med bioenergi. I begge tilfeller kan CO₂-utslippene fanges og lagres.

Bølgekraft, geotermisk energi og høydevind er også teknologier som ofte nevnes som lovende.

Felles for disse teknologiene er at det ikke er lett tilgjengelige kostnadstall, fordi de er lite utbredt og/eller fortsatt i en utviklingsfase. Energiforkommisjonen har ikke vurdert andre teknologier enn vannkraft, vindkraft, solkraft og kjernekraft for perioden mot 2050. Likevel går teknologitvillingen videre, og ingenting bør utelukkes.

10.3 Natur og miljø

En stor utfordring fremover blir å bygge ut mye fornybar kraftproduksjon og samtidig ta vare på naturverdiene og naturgodene som vi er sterkt avhengig av. All energiproduksjon og tilhørende overføringsnett har konsekvenser for naturmiljøet i større eller mindre grad og dermed også ulike bruks- og næringsinteresser. Påvirkningen avhenger av teknologi, hvor anlegg bygges og hvordan de bygges. I de følgende delkapitler beskrives typiske virkninger av de ulike teknologiene.

10.3.1 Vannkraft

Vannkraftproduksjon påvirker først og fremst vassdragsnaturen. Mange av landets vassdrag er allerede regulert til kraftproduksjon eller berørt av andre vassdragstiltak (dammer, vannuttak, flomvern m.m.).

Fysiske inngrep i forbindelse med vannkraftutbygging er damanlegg, anleggsveier, kraftstasjon, rørgater/vannveier, kraftverksavløp, massedepotier og kraftledninger. Andre påvirkninger er hydrologiske og morfologiske endringer, for eksempel vannstandsvariasjon i magasiner, redusert vannføring i elven, endret vannføring over året eller mellom sesonger og redusert massetransport. Eksempler på miljøverdier og interesser som kan bli berørt av vannkraftutbygging er fisk og fiske, naturmangfold, landskap, friluftsliv, reiseliv, kulturminner og villrein.

I ferskvann finnes 195 truede arter som utgjør 7,1 prosent av de truede artene i Norge. Vannkraftutbygging er en av flere faktorer som bidrar til å øke risikoen for at en del av disse artene kan dø ut. Elvemusling og laks er eksempler på arter som står i fare for å bli utryddet. Ål er vurdert som sterkt truet på grunn av stor nedgang i populasjonsstørrelsen (Artsdatabanken, 2021). Mange ål dør av skader fra vannkraftturbiner.

Norge har en internasjonal forpliktelse til å ta vare på bestanden av Nord-Atlantisk laks i henhold til konvensjonen til vern av laks fra 1982. En

tredjedel av den totale bestanden av Nord-Atlantisk laks finnes i Norge. Ordningen med nasjonale laksevassdrag og laksefjorder omfatter 52 nasjonale laksevassdrag og 29 nasjonale laksefjorder hvor bestandene skal beskyttes mot inngrep og aktiviteter som kan ha negativ påvirkning. I de nasjonale laksevassdragene vil det derfor være en særskilt høy terskel for å tillate ny vannkraftutbygging som kan skade villaksen.

Mange verdier relatert til miljø, opplevelse, kultur og bruk er knyttet til vassdragene våre. Fosser, vann og vassdrag er en viktig del av opplevelsen av norsk natur. Når vannføringen på påvirkede elvestrekninger reduseres, eller det oppstår tørrlagte reguleringssoner omkring vannkraftmagasiner, forringes ofte også naturopplevelsen. På vinteren kan reguleringer føre til utrygg is og barrierer for ferdsel. Positive sider av vassdragsregulering er for eksempel bidrag til redusert flomfare og annen samfunnsnyttig bruk som tapping av vann til irrigasjon.

Opprusting- og utvidelsesprosjekter (O/U) kan innebære å modernisere eller automatisere kraftverket når det nærmer seg forventet levetid (opprusting), eller mer omfattende ombygging for å utnytte mer vann eller øke fallhøyden (utvidelse). Opprusting har generelt få miljøvirkninger. Utvidelser medfører ofte nye naturinngrep, men ikke i alle tilfeller.

Pumpekraftverk antas å ha relativt små miljøkonsekvenser dersom man bygger anlegg som utnytter magasiner i tilknytning til eksisterende kraftverk og infrastruktur som veier og nett. Døgnregulering som medfører hyppige vannstandsendringer vil potensielt kunne føre til økt erosjon og påvirkning på fiskebestander og næringsdyr, særlig der kraftverket har utløp i elv. Pumping av vann fra et magasin til et høyere liggende magasin i samme vassdrag eller mellom to magasiner fra ulike nedbørfelt, kan gi risiko for overføring av fremmede arter. Siden pumpekraft foreløpig er lite utbredt i Norge, er det relativt få erfaringer om miljøvirkningene av pumpekraftverk.

Små vannkraftverk bygges ofte i bratte elver og bekker hvor det er mulig å utnytte stor fallhøyde. Ressurskartleggingen for små kraftverk utført av NVE viser at mange av de egnede lokalitetene for slike kraftverk er konsentrert i kyst- og fjordområder, særlig på Vestlandet, områder som er nedbørsrike og har bratt terreng. Dette indikerer at bestemte natur- og landskapstyper, for eksempel fjordlandskap, kan være mer eksponert for påvirkning fra småkraft enn andre områder. Bekkeklofter og fossesprøytoner er eksempler på naturtyper

som kan bli særlig berørt av småkraftutbygging. Småkraftverk kan også påvirke fiskepopulasjoner og hekkelokaliteter for fossefall som ofte holder til ved mindre elver og bekker. Arealinngrepene i forbindelse med småkraftverk domineres av vegbygging og trasé for rørgate.

10.3.2 Vindkraft på land

Vindkraftverk på land, med turbiner, veier og oppstillingsplasser, krever store arealer. Vindkraft er en type utbygging der inngrepene er relativt like fra prosjekt til prosjekt. Dette gjør at det både er mulig og meningsfullt å angi noen standardstørrelser for arealbruk. Det arealet som vindkraftanlegget skal plasseres innenfor med veier, oppstillingsplasser og vindturbiner kalles planområdet. I tillegg til planområdet påvirkes også nærområdet (naboskapet til anlegget). Ifølge NVE (2022) er typiske verdier for arealeffektiviteten til vindkraft når det gjelder direkte påvirket areal (planområdet) 35 km²/TWh. Typetallet for det direkte inngrepet, inkludert veiene, er 1,6 km²/TWh. En utvikling med større turbiner indikerer en forbedring i arealeffektiviteten de senere årene. Denne effekten er begrenset, siden veiene utgjør i størrelsesorden 80 prosent av inngrepet.

Høyden på turbinene og lokalisering på eksponerte steder i terrenget gjør at vindkraftverk vil være synlige over store avstander, og ofte ha en dominerende virkning i landskapet. Utenfor nærområdet er det den visuelle effekten av vindkraftverket som er den mest fremtredende virkningen. I plan- og nærområdet er i tillegg støy, skyggekast og risiko for iskast ofte sentrale virkninger. Av hensyn til luftfartssikkerheten kreves lysmerking av vindkraftanlegg. Lysmerking kan oppleves som lysforurensning.

Det generelle bildet fra konsesjonsgitte vindkraftprosjekter i Norge når det gjelder miljøpåvirkninger viser store forskjeller mellom lokalitetene. Vindkraftutbygging kan føre til tap eller fragmentering av naturtypeforekomster. Fugl og arter som reinsdyr og flaggermus kan være utsatt ved vindkraftutbygging. Mange viktige leveområder for disse artene er allerede under sterkt press fra flere påvirkningsfaktorer. Kollisjoner, tap av leveområder og fortregning på grunn av forstyrrelser er aktuelle konsekvenser for fugl av vindkraftutbygginger. Trekkfugler følger ofte bestemte trekkruiter vår og høst, og kan bli påvirket om vindkraftverk plasseres i trekkrutene.

Reindrift og vindkraft er potensielt konfliktfylt. Både svenske og norske studier konkluderer med

en negativ påvirkning fra vindkraftverk på tamreinsens arealbruk. Reindrift er en arealkrevende næring, og omtrent 40 prosent av det norske landarealet er i dag reindriftsområder. Ofte konkurrerer reindrift og vindkraftverk om de samme høytliggende områdene. Der er det gode vindforhold for vindkraft, men også gode beite- og luftingsområder for reindrift. Tap av beitearealer, stress- og atferdsendringer hos rein er mulige følger ved utbygging av vindkraftverk (NVE, 2022).

Artikkel 27 i FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter (ICCPR) setter grenser for statens adgang til å gripe inn i minoriteters kulturutøvelse. Bestemmelsen må ses i sammenheng med Grunnloven § 108 som pålegger staten å legge forholdene til rette for at den samiske folkegruppen kan sikre og utvikle sitt språk, sin kultur og sitt samfunnsliv. I Fosen-dommen (HR-2021-1975-S) konkluderte Høyesterett med at vindkraftutbyggingen på Storheia og Roan på Fosen i Trøndelag krenket reineierne i det berørte reinbeitedistriktets rettigheter etter artikkel 27 i FN-konvensjonen. I dommen ble det vektlagt at reineierne på Fosen drev reindrift med små marginer, at den sørsamiske kulturen var særlig sårbar, at det kunne vært valgt andre utbyggingsalternativer i området som var mindre inngripende for reindriften og at det ikke var truffet tilfredsstillende avbøtende tiltak (Norges Høyesterett, 2021). Dommen viser at det både ved etablering av vindkraftanlegg og andre inngrep i områder av betydning for reindriften, må tas hensyn til den samiske minoritetens kulturutøvelse. Hvilke inngrep som tillates må vurderes konkret i hvert enkelt tilfelle.

Ordlyden i artikkel 27 åpner i utgangspunktet ikke for at statene kan foreta en interesseavveining mellom urfolks rettigheter og andre legitime formål. I dommen vises det til at dette kan stille seg annerledes hvis ulike grunnleggende rettigheter står mot hverandre. Retten til miljø kan være relevant i en slik sammenheng, men i Fosensaken var det imidlertid ikke påvist noen kollisjon mellom grunnleggende rettigheter.

Et samlet kunnskapsgrunnlag om virkninger av vindkraftverk på land er nylig utarbeidet av NVE på oppdrag fra Olje- og energidepartementet og i samarbeid med Miljødirektoratet og flere andre statlige etater. Arbeidet er en oppfølging av Meld. St. 28 (2019–2020) om endringer i konsesjonsprosessen for vindkraft på land, og har tatt utgangspunkt i eksisterende kunnskap om virkninger, som nå er oppdatert med nyere forskning, relevant litteratur og myndighetenes erfaringer. Målet er at innbyggere, utbyggere og norske myndigheter skal få et felles grunnlag for vurde-

ringer av vindkraftprosjekter. Det er også gjort en vurdering av nye prinsipper knyttet til for- og etterundersøkelser i vindkraftsaker. For- og etterundersøkelser er et viktig verktøy for å øke kunnskapen om virkninger av vindkraft og effekten av avbøtende tiltak. Arbeidet viser at det fortsatt er et stort behov for mer generell kunnskap om miljø- og samfunnsvirkninger av vindkraftverk. NVE anbefaler å utrede hvilke finansieringsmodeller som kan etableres for å gjennomføre større studier og forskningsprosjekter på dette feltet. I forbindelse med oppfølgingen av meldingen skal NVE også utarbeide et oppdatert kunnskapsgrunnlag om vindkraft og samisk reindrift og annen utmarksbruk. Dette arbeidet avventer foreløpig Olje- og energidepartementets oppfølging av Fosen-dommen.

10.3.3 Vindkraft til havs

Vindkraft til havs omfatter bunnfaste og flytende vindkraftverk. Dagens kunnskap om konflikter og miljøvirkninger av havvind finnes først og fremst for bunnfaste installasjoner i sjøområder grunnere enn 70 meter, mens en har lite kunnskap om virkningene av flytende anlegg på dypere vann. Det finnes likevel en del nyttig kunnskap om biologien og interessene som finnes i norske kyst- og havområder som kan bli påvirket av havvindanlegg. Det er utviklet forvaltningsplaner for alle norske havområder hvor det blant annet er identifisert særlig verdifulle og sårbare områder (SVO). Forvaltningsplanene oppdateres og revideres hvert fjerde år.

I Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser* vedtok Stortinget: «Stortinget ber regjeringen sikre god miljøkunnskap for alle deler av havmiljøet i områder som er, og kan bli, aktuelle for norsk havvind. Oppsummering og kartlegging skal starte i 2022, og resultatene skal legges til grunn for utlysning av områder samt for natur- og miljøkrav til utbygging og drift.» I et innspill til statsbudsjettet for 2023, foreslo Norwea sammen med WWF at det skulle settes av 50 millioner kroner til en helhetlig naturkartlegging til havs.

Mange av havområdene våre er viktige trekk- og beiteområder for sjøfugl. Kystlinjene fungerer som ledelinjer for trekkende fugl. Det finnes mange studier på hvordan et enkeltstående havvindanlegg kan påvirke fugl, hovedsakelig fra bunnfaste anlegg i Nordsjøen. Av større viktighet er mangelen på studier og undersøkelser som ser på sumvirkningene av flere vindkraftverk i et gitt område, eller langs trekkrutene for fugl og flaggermus.

Når det gjelder det marine økosystemet, har Havforskningsinstituttet i en rapport oppsummert tilgjengelig kunnskap om potensielle virkninger av havvind (de Jong, et al., 2020). Dagens kunnskap indikerer at marine arter kan påvirkes på flere måter, i form av endring av bunnhabitat, lavfrekvent støy, elektromagnetisme fra strømkabler, skygger og endring av strømforhold og overflatevind, samtidig som vindturbiner tilfører strukturer i havet som kan utvikles til kunstige rev, eller fungere som fotfeste for fremmede arter. Undersøkelser antyder at mange fiskearter finnes i større mengder innenfor vindkraftverk enn i havområdene rundt. Det er usikkert om det er fordi fisken samler seg rundt fundamentene eller bestanden totalt er blitt større. Det er noe usikkert om flytende havvind vil kunne gi andre virkninger enn bunnfast havvind. Havforskningsinstituttet fraråder vindkraftutbygging i områder som er spesielt viktig for enkelte marine arter, som gyteområder og migrasjonsruter for aktuelle fiskebestander og beite- og kasteområder for enkelte sjøpattedyr. I tillegg frarådes vindkraftutbygging i spesielt sårbare eller verdifulle områder. Havforskningsinstituttet anbefaler at det innhentes mer kunnskap om mulige virkninger av havvind for å forbedre kunnskapsgrunnlaget.

NVE utførte for ti år siden en strategisk konsekvensutredning på havvind (NVE, 2012). Utredningen dekket 15 områder langs store deler av norskekysten, både kystnært og langt til havs. Utredningen viste at det var arealbruksinteresser i alle utredningsområdene og at etablering av vindkraftanlegg ville få konsekvenser for miljø-, nærings- og samfunnsinteresser. Utredningen dekket sjøfugl, fisk, sjøpattedyr, bunnsamfunn, petroleum, skipsfart, fiskeri, landskap og friluftsliv, kulturminner og kulturmiljø, reiseliv, forsvarets interesser og luftfart. Resultatene fra utredningen indikerer at lokaliseringsvalg for vindkraft til havs, på samme måte som for landbaserte anlegg, vil ha avgjørende betydning for konsekvensomfanget og hvilke interesser som blir påvirket.

10.3.4 Storskala solkraft

Storskala bakkemonterte solkraftanlegg krever store arealer. I Stor-Elvdal kommune er det nylig gitt konsesjon til et storskala anlegg (Furuseth solkraftanlegg) som vil kreve et areal på omtrent 175 dekar (NVE, u.d.). Solkraftverket i Stor-Elvdal blir på 7 MW med en årlig produksjon på 6,4 GWh.

I Norge har vi ikke erfaring med slike store solkraftverk, og vi har derfor lite kunnskap om miljøvirkningene av anleggene. Furuseth solkraftverk vil være nyttig for å høste erfaring fra bygging og drift av denne typen solkraftverk. I norsk sammenheng vil dette kraftverket i praksis være å betrakte som et pilotanlegg.

Det kan være aktuelt å plassere bakkemonterte solkraftanlegg på arealer som allerede er påvirket, for eksempel i industriområder og gamle deponier etc. Plassering av anlegg i slike områder må antas å medføre relativt små miljøvirkninger.

Solkraftanlegg i kombinasjon med eksisterende jordbruksarealer og flytende solkraftanlegg kan også være aktuelt. Mulighetene for å etablere solkraftanlegg på arealer som legges om fra utmark til innmark i typiske norske skogsterreng er under utredning, og det må forventes at det kommer konsesjonssøknader på slike anlegg. Miljøkonsekvensene og interessekonfliktene blir trolig større når nye arealer skal tas i bruk, enn ved bruk av arealer som allerede er påvirket.

Bygnings- og infrastrukturintegreert solkraft medfører normalt ikke naturinngrep og må antas å ha relativt små miljøvirkninger. Solcelleanlegg kan imidlertid påvirke bygningens estetikk og utseende. Installasjon av solceller på saltak eller fasader er søknadspliktige etter plan- og bygningsloven. For bygninger som er fredet etter kulturminneloven må det søkes om dispensasjon til fylkeskommunen.

10.3.5 Kraftledninger

Kraftledninger og transformatorstasjoner påvirker i likhet med andre arealinngrep landskap, friluftsliv og naturmangfold. Luftledninger med tilhørende master er synlige i landskapet og kan avgi støy, særlig i fuktig vær. Rundt alle elektriske anlegg i drift oppstår det lavfrekvente elektromagnetiske felt. Retningslinjer og grenseverdier for eksponering for elektrisk strøm fremgår av strålevernforskriften.

Luftledninger kan gi kollisjonsrisiko for fugl. Større fugler som hubro og ørner kan også dø ved at de får støt når vingene kommer i kontakt med flere faseliner eller med en faseline og masten samtidig. Risikoen for fugledød vil variere avhengig av hvilke traséer som velges og hvordan anleggene utformes.

Kraftledninger kan fungere som barrierer for villreintrekk og føre til at beiteområder går tapt eller at villreinen blir oppdelt i flere mindre stammer. Dette synes å gjelde spesielt dersom flere parallelle kraftledninger plasseres slik at de krysser

flyttleier eller avskjærer arealer i utkanten av beiteområdet (Norges forskningsråd, 2002).

Jordkabler er et alternativ til luftledninger. Gjeldende retningslinjer for bruk av kabel i kraftnettet fremgår av Meld. St. 14 (2011–2012) *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet*. Hovedtrekket i retningslinjene er at bruken av kabel skal være høy i distribusjonsnettet (opp til og med 22 kV), men gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Miljøvirkningene av jordkabler vil blant annet avhenge av type vegetasjon der kabelen går og om det er behov for å sprengre kabeltrasé gjennom fjell.

10.3.6 Oppsummering

All energiproduksjon vil ha konsekvenser for naturmiljøet og brukerinteresser i større eller mindre grad. Virkningene avhenger av produksjonsteknologi, lokalisering og utforming. Vannkraft må lokaliseres der vannressursene finnes, mens vindkraft og særlig solkraft ikke er avhengig av stedbundne ressurser i samme grad, og derfor i prinsippet kan plasseres i områder der miljøvirkningene blir færrest mulig. Både vindkraft og stor skala solkraft er imidlertid svært arealkrevende, noe som i seg selv kan gi opphav til konflikter. Globalt bidrar endret arealbruk i stor grad til tapet av naturmangfold.

De ulike produksjonsteknologiene påvirker til dels ulike miljøverdier og brukerinteresser, men det er også mange sammenfallende virkninger. Gjennomgangen for de enkelte teknologiene viser at det er noen typiske påvirkninger som ofte går igjen. Dette er forsøkt illustrert i tabell 10.2 som gir en summarisk oversikt over hvilke miljøverdier og brukerinteresser som erfaringsmessig blir påvirket.

10.3.7 Klimagassutslipp fra fornybar kraftproduksjon

Et hovedformål med fornybar kraftproduksjon er å redusere klimagassutslippene. All fornybar kraftproduksjon har et lavt klimaavtrykk sammenlignet med fossil energi. Beregning av klimagassutslipp over livsløpet er betydelig mer komplisert enn å se på energiregnskapet. Dette skyldes blant annet store forskjeller i energikilden utfra hvor komponentene er produsert.

Figur 10.4 viser klimagassutslipp ved kraftproduksjon fra ulike energikilder, og er hentet fra en mye sitert internasjonal kilde, amerikanske NREL (National Renewable Energy Laboratory). Disse tallene samsvarer med FN's klimapanel's sjette

Tabell 10.2 Oversikt over ulike produksjonsteknologier og typiske påvirkninger

Tiltakstype	Miljøverdier – typiske påvirkninger	Brukerinteresser – typiske påvirkninger
Vannkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Fisk • Fugl • Naturtyper • Landskap • Villrein • Kulturmiljø 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiske • Friluftsliv • Reiseliv • Reindrift
Vindkraft på land	<ul style="list-style-type: none"> • Landskap • Fugl • Naturtyper • Kulturmiljø 	<ul style="list-style-type: none"> • Boliger/naboer • Reindrift • Friluftsliv • Reiseliv
Havvind	<ul style="list-style-type: none"> • Fugl • Fisk • Sjøpattedyr • Bunnsamfunn • Kulturmiljø 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiskeri • Sjøfart • Forsvarets interesser
Solkraftanlegg	<ul style="list-style-type: none"> • Landskap • Naturtyper 	<ul style="list-style-type: none"> • Landbruk • Friluftsliv
Kraftledninger	<ul style="list-style-type: none"> • Landskap • Fugl • Villrein • Kulturmiljø 	<ul style="list-style-type: none"> • Boliger/naboer • Friluftsliv

Kilde: Energikommisjonen, basert på informasjon fra NVE og Miljødirektoratet.

hovedrapport fra 2022. Lavest utslipp har vindkraft, kjernekraft og vannkraft (13–21 gCO₂ per kWh), mens utslippene fra geotermisk produksjon, solkraft og biokraft kun er marginalt høyere (37–52 gCO₂ per kWh). Klimagassutslippene fra kraftproduksjon basert på fossile kilder som naturgass, olje og kull er i en helt annen størrelsesorden (486–1001 gCO₂ per kWh). Til dette bør det nevnes at utslippene for flere av energikildene, og særlig bioenergi og vannkraft, varierer mye avhengig av situasjonen. Utslippene fra vannkraft under norske forhold er gjennomgående lavere enn det som kommer frem i figuren (NVE, 2022).

Når det gjelder utslipp av klimagasser, kan kjernekraften ses på som en form for tilnærmet utslippsfri elektrisitetsproduksjon, som kan sammenlignes med kraftproduksjon fra fornybare energikilder.

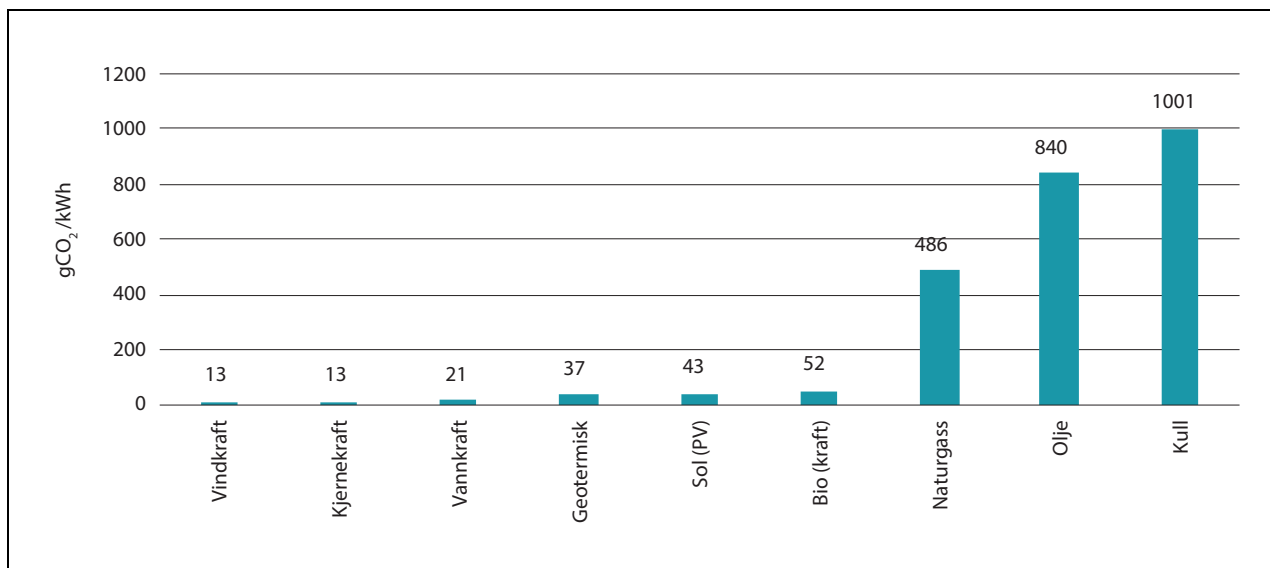
10.3.8 Konsekvensene kan reduseres gjennom konsesjonsprosessen

En viktig del av konsesjonsprosessen er å sikre god miljøtilpasning av prosjektene. I løpet av prosessen vurderes mulighetene for å unngå eller

reducere negative virkninger på naturen. Dette kan for eksempel oppnås gjennom gode lokaliseringsvalg, tilpasning av prosjektets utforming og miljøtekniske løsninger.

Alle konsesjoner til ny kraftproduksjon og nettanlegg gis på vilkår som skal ivareta hensynet til miljø og allmenne interesser. Tiltak for å unngå, begrense, avbøte eller kompensere negative konsekvenser kan pålegges konsesjonshaver med hjemmel i konsesjonsvilkårene. For vannkraft, vindkraft på land og kraftledninger er det utviklet såkalte standardvilkår, og i tillegg kan det gis spesielle vilkår om tiltak etter en konkret kost-nyttevurdering. I standardvilkårene inngår også krav om å utarbeide en detaljert plan som skal godkjennes av NVE før bygging kan starte.

Eksempler på avbøtende tiltak i forbindelse med vannkraft er krav til slipp av minstevannføring på berørte elvestrekninger, krav om høy sommervannstand i vannkraftmagasiner og restriksjoner på effektkjøring av kraftverket for å unngå brå endringer i vannføringen. Andre avbøtende eller kompenserende tiltak som kan pålegges i medhold av standardvilkårene er for eksempel fiskepassasjer forbi dammer, terskler, biotopforbe-



Figur 10.4 Klimagassutslipp (gCO₂/kWh) fra kraftproduksjon over livsløpet

Kilde: NVE (2022).

drende tiltak, rugekasser for fossekall og tilrettelegging for friluftsliv. Ved opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg, kan restaurering og rehabilitering av tidligere naturverdier i området være et aktuelt tiltak.

For vindkraftanlegg på land inneholder dagens standardvilkår krav til vindturbinenes utseende og overflate og sikringstiltak knyttet til iskast. NVE sendte i mai 2022 forslag til ny mal for standardvilkår i anleggskonsesjoner for vindkraftverk på land til Olje- og energidepartementet (NVE, 2022). I forslaget til ny mal inngår blant annet avstandskrav til bebyggelse og krav om detaljplan for nedlegging av vindkraftverk. Aktuelle avbøtende tiltak vurderes i hver enkelt sak. For eksempel har tiltak for å redusere risiko for fuglekollisjoner blitt pålagt.

NVE ekstern rapport nr. 13/2022 gir en oversikt over kunnskapsgrunnlaget om tilbakeføring av områder ved nedleggelse av vindkraftverk. Ifølge rapporten er det lite erfaringstall på hva det koster å tilbakeføre naturområder i større skala. Fordi vindkraftverk i Norge i stor grad er lokalisert i kuperte områder på fjellet og i kystnære strøk, så er inngrepene i mange tilfeller omfattende, noe som gjør at beregnede kostnader ved restaurering og tilbakeføring blir høye.

Eksempler på avbøtende tiltak i forbindelse med kraftledninger er justering av traséen slik at rødlistearter og verdifulle naturtyper unngås, revevegetering, merking av faselinene for å gi økt synlighet for fugl, og sette opp såkalte sittepinner for fugl.

Det er foreløpig gitt få konsesjoner for stor skala solkraft og havvind. Vilkår og erfaring fra konsesjonsbehandling av andre energianlegg legges til grunn ved vurdering av nødvendige vilkår for å ivareta miljø og allmenne interesser.

Kunnskapen om miljøvirkninger varierer svært mye. Kunnskapen om virkningene av vannkraft er for eksempel god sammenlignet med nyere teknologier som vindkraft på land, og særlig havvind hvor det foreløpig er lite kunnskap om miljøvirkningene. Å styrke kunnskapen for disse nye teknologiene vil derfor være viktig for å kunne vurdere gode og kostnadseffektive tiltak for å redusere virkningene. Erfaringen er at det tar tid både å bygge god kunnskap om miljøvirkninger av nye teknologier, og å ta den i bruk i forvaltning og beslutningsprosesser.

10.4 Samfunnsaksept

Vannkraften dannet grunnlaget for det moderne Norge og er en viktig del av vår nasjonale identitet og kultur. De norske vannkraftressursene har gitt industriutvikling, verdiskaping, lys og varme i over 100 år.

Med utbygging og drift av kraftproduksjon og industri følger naturinngrep og lokale ulemper. Historisk har offentlig eierskap til naturressursene og inntekter til lokale myndigheter vært viktig for at dette ble tolerert og akseptert. Like viktig var det at virksomheter skapte arbeidsplasser og velstandsutvikling.

Boks 10.1 Natur og klima henger sammen

FNs konvensjon om biologisk mangfold, *biomangfoldkonvensjonen*, ble vedtatt under FNs miljø- og klimakonferanse i Rio de Janeiro i 1992, sammen med klimakonvensjonen og FNs konvensjon mot ørkenspredning. Norges forpliktelser under biomangfoldkonvensjonen er i hovedsak gjennomført i norsk rett gjennom naturmangfoldloven og Grunnloven § 112.

Biomangfoldkonvensjonen har tre målsetninger; å bevare biologisk mangfold, bærekraftig bruk av mangfoldet og å rettferdig fordele utbytte fra bruk av genetiske ressurser. Med utgangspunkt i biomangfoldkonvensjonen ble det i 2010 utviklet en konkret tiårsplan frem mot 2020, med 20 såkalte *Aichi-mål*. I januar 2020 ble det klart at ingen av de 20 Aichi-målene var nådd. Senere samme år erklærte Norge sammen med nesten 100 andre land en global naturkrise.

De viktigste årsakene til naturkrisen og tapet av biologisk mangfold er måten mennesker bruker og endrer areal på land og til havs. Over tre fjerdedeler av alt areal på jorden, og to tredjedeler av havet, er påvirket av mennesker. I Norge har bygging av veier og nye energianlegg stått for mesteparten av reduksjonen av inngrepsfri natur i de senere årene.

Mange av arealbruksendringene, som nedbygging av karbonrike arealer, fører også til store årlige utslipp av klimagasser. Ifølge Miljødirektoratet (2022) har nedbygging av myr og torvmark i Norge i perioden 1990-2020 ført til et totalt utslipp på over ti millioner tonn CO₂. I tillegg til utslipp vil nedbygging gi redusert mulighet til karbonbinding på arealet i fremtiden. Miljødirektoratet har gjort noen grove utslippsoverslag for arealbruken i norske vindkraftverk. Beregningen er basert på det generelle beregningsverktøyet som er utviklet for arealbruk i

Norge. Med en levetid på 25 år for et vindkraftverk, viser beregningene at karbonutslippet fra arealbruken ligger på 1,0–3,0 gram CO₂/kWh. Utslippene fra arealbruken kommer i tillegg til utslippene fra eksempelvis produksjonen av komponenter og transport.

Hvordan vi bruker naturen påvirker derfor klimaet, samtidig som klimaendringene påvirker naturen. En velfungerende natur i god tilstand kan hjelpe oss å bremse og håndtere klimaendringene, samtidig som livsviktige naturgoder opprettholdes. Det blir derfor viktig å løse klimakrisen uten å forsterke naturkrisen.

I desember 2022 i Montréal samlet verdens land seg om en ny global naturavtale under biomangfoldkonvensjonen. I den nye naturavtalen er det blant annet satt mål om å bevare minst 30 prosent av land og hav innen 2030 og at all natur skal forvaltes bærekraftig. I avtalen er det også et mål om at 30 prosent av naturen som i dag er ødelagt skal restaureres innen 2030, og de rike landene har gått sammen om et globalt mål om 200 mrd. dollar i naturfinansiering fra alle kilder, hvorav 20 mrd. av dette skal være overføringer fra industriland til utviklingsland innen 2030.

Den nye naturavtalen kan påvirke rammevilkårene for bruk av natur. Dette kan igjen få konsekvenser for energiutbygging fremover, som beslaglegger mye areal og bidrar til tap av naturmangfold. Regjeringen skal fremover vurdere hvordan naturavtalen følges opp i Norge, og legge dette frem for Stortinget. Hvordan vern og bevaring kan styrkes vil være en del av disse vurderingene.

I juni 2022 oppnevnte regjeringen et utvalg som skal utrede naturrisiko etter modell fra klimarisikoutvalget. Naturrisikoutvalget skal, frem mot desember 2023, utrede norske næringers og sektorerers eksponering for naturrisiko.

Ikke minst har hjemfallsretten til vannkraften bidratt til legitimitet og aksept. Denne ble også grundig juridisk forsvart av Norge i den nødvendige tilpasningen til EU-retten så sent som 2007-2008. Det står også i vannfallrettighetsloven at landets vannkraftressurser tilhører allmennheten, og skal forvaltes gjennom offentlig eierskap på statlig, fylkeskommunalt og kommunalt nivå. Forut-

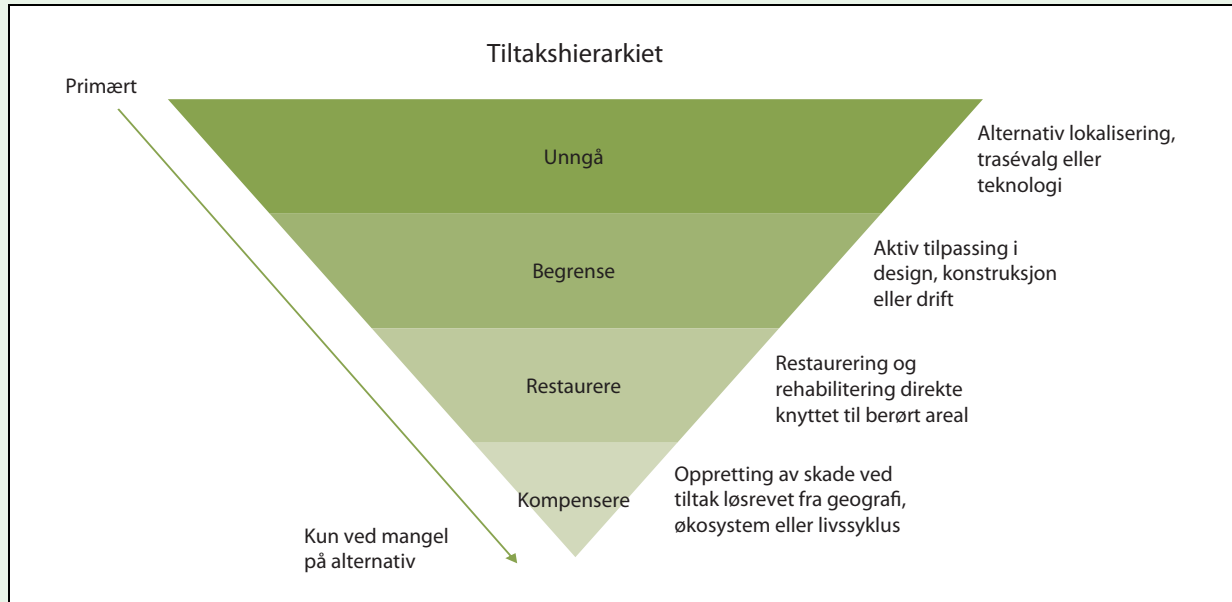
setningen om at fordelene fra naturressursene skal tilfalle fellesskapet er levende og aktuelt i det norske samfunn.

Disse historiske erfaringer og rammevilkår kan gi veiledning om hva som skal til for å få samfunnsmessig aksept og legitimitet når det gjelder ulemper knyttet til det grønne skiftet fremover.

Boks 10.2 Tiltakshierarkiet

I forbindelse med konsekvensutredninger av nye utbyggingsprosjekter er tiltakshierarkiet et sentralt begrep. Tiltakshierarkiet beskriver en

prioritert rekkefølge av tiltak der en primært skal søke å unngå negative virkninger på viktige naturverdier.



Figur 10.5 Hierarkisk fremstilling av tiltak for å unngå negativ påvirkning ved utbyggingsprosjekter

Kilde: Miljødirektoratet.

Øverst i hierarkiet er tiltak som er mest aktuelle i tidlig planlegging, hvor man kan unngå et miljøproblem. Der dette ikke kan la seg gjøre, må man søke løsninger lengre ned i hierarkiet, slik som tiltak for å begrense og istandsette miljøskaden. Kompensasjonstiltak er vurdert som den løsningen som normalt vil gi minst effekt, men slike tiltak er bedre enn å ikke gjøre noe i det hele tatt.

Eksempler på tiltak som tar hensyn til både natur og klima, er å unngå inngrep i karbonrike områder som myr og skog eller å konsentrere utbygging til områder der naturen allerede er sterkt påvirket eller ødelagt. Kompenserende tiltak kan være restaurering av ødelagte naturområder eller etablering av ny natur et annet sted.

10.4.1 Begrepet samfunnsaksept

Samfunnsaksept (eller sosial aksept) i forbindelse med fornybarsatsing kan forstås som hvordan ulike samfunnsinteresser forholder seg til et foreslått eller eksisterende energiprojekt. Det skiller ofte mellom underkategoriene lokal aksept, politisk aksept og markedsaksept. Samfunnsaksept kan knyttes til flere forhold som engasjerer ulike aktører i samfunnet. Det kan være aktører som opererer på ulike nivåer, og der borgere og beslutningstakere kan ha flere roller samtidig. Forståelse for og anerkjennelse av kompleksiteten innebygget i det flertydige begrepet samfunnsaksept kan være helt avgjørende for håndtering av poten-

sielle og reelle konflikter knyttet til fornybare energiprojekter.

Mange prosjekter møter motstand til tross for betydelig generell politisk aksept og støtte for fornybar energi. Oppfatningen av urettferdige beslutningsprosesser og urimelig fordeling av fordeler og ulemper, skaper utfordringer for lokal samfunnsaksept. Noen prosjekter blir aldri realisert, andre blir utsatt på grunn av konflikter og lokal motstand. Hvordan dette håndteres politisk varierer, både mellom ulike teknologier og over tid. Folks rett til informasjon, innsyn og mulighet for medbestemmelse er sentrale prinsipper i vårt demokratiske samfunn. Andre viktige prinsipper er retten til erstatning, yttingsfrihet og et upartisk

Boks 10.3 Det har stormet før også

Norge har mange erfaringer knyttet til samfunnsaksept og energispørsmål. Da elektrisiteten kom til Norge på andre halvdel av 1800-tallet, ble den oppfattet som et «moderne mirakel». I perioden 1920–1970 var det stor utbyggingsaktivitet for å sikre forsyning av elektrisitet både til husholdninger og industri. Vannkraft og elektrisitetsproduksjon fikk stor betydning for den generelle velferdsutviklingen.

Men etter hvert som mange vassdrag ble utbygd, ble det mer oppmerksomhet om vern. Omfattende utbygging etter andre verdenskrig førte gradvis til økende misnøye og høyere konfliktnivå rundt utnyttelsen av vannkraftressursene. Norsk miljøbevegelse vokste frem som en direkte konsekvens av nye forslag om utbygging av ny vannkraftproduksjon på 1970-tallet. Det

påvirket politikken på feltet. Utover 1970- og 1980-tallet ble verneplan for vassdrag og samlet plan for vassdrag helt sentrale styringsverktøy i energipolitikken (Angell & Brekke, 2011).

Debatten som oppsto rundt utbygging av kraftledninger i Hardanger 30 år senere, var for mange uventet. Den viser imidlertid godt betydningen av samfunnsaksept. Etter flere år med store protester og konflikter, fattet regjeringen i 2010 beslutningen om bygging av kraftledningene. Daværende olje- og energiminister Terje Riis-Johansen uttalte da at «dette er en klassisk konflikt der storsamfunnets behov er annerledes enn de lokale ønskene» (Aftenposten, 2010). Kampen mot de såkalte «monstermastene» har i ettertid vært beskrevet som et sosialt drama.

rettssystem. Diskusjonen om samfunnsaksept til energianlegg vil nesten alltid berøre eller knytte an til flere av disse prinsippene (Ruud, Wold og Aas, 2016).

10.4.2 Motstanden mot vindkraft i Norge

I de senere årene har motstanden og konfliktene i stor grad dreid seg om vindkraft, særlig vindkraftutbygging på land.

Cicero (Aasen, Klemetsen og Vatn, 2022) har kartlagt variasjoner i støtten til vindkraftutbygging mellom grupper i befolkningen og over tid. I 2018 mente et solid flertall (65 prosent) at Norge bør øke vindkraftproduksjonen på land, mens i 2021 var andelen nesten halvert (33 prosent). Tilsvarende ser en at motstanden er firedoblet i samme tidsperiode, fra 10 prosent i 2018 til 40 prosent i 2021. Andelen som er usikre eller ambivalente har holdt seg stabil på rundt en fjerdedel av respondentene.

Resultatene viser ingen tydelige forskjeller i holdninger til vindkraft på land mellom kjønn, utdanningsgrupper eller inntektsgrupper. Det er imidlertid nokså store forskjeller mellom aldersgrupper, hvor de under 30 år er mer positive enn aldersgruppen 30-44 år, som igjen er mer positive enn de to eldste aldersgruppene. Videre kan en se regionale forskjeller, men de fleste av disse forsvinner når det tas hensyn til sentralitet: mer sentrale områder er mer positive til vindkraft på land.

En region skiller seg likevel fortsatt ut også når det tas hensyn til sentralitet: Sør- og Vestlandet er mer negative enn andre regioner.

Denne undersøkelsen ble utført før energikrisen i EU og før krigen i Ukraina. Dette, sammen med de økte strømprisene som har fulgt med, ser ut til å ha påvirket våre holdninger noe. I Ciceros klimaundersøkelse fra 2022 (Cicero, 2022) er støtten til vindkraft på land økt til 39 prosent, altså opp fra 33 prosent året før. Samtidig er motstanden mot å bygge ut vindkraft for å øke krafteksporten jevnt stigende over årene.

Støtten til vindkraft til havs er høyere enn motstanden, over alle år. I 2018 var 72 prosent enige i at Norge bør øke produksjonen av vindkraft til havs, men falt i 2021 til 58 prosent. På samme måte som vindkraft på land har støtten i 2022 gått opp igjen, og er nå på 61 prosent. Støtten er høyest blant unge (under 30) og de eldste (over 60) (Cicero, 2022).

10.4.3 Hvilke faktorer bidrar til samfunnsaksept?

Det finnes mange studier om hvilke faktorer som bidrar til samfunnsaksept av fornybar energi. Det EU-finansierte WinWind-prosjektet har gjort en komparativ analyse av ti casestudier på vindkraft fra ulike land i Europa hvor også Norge er med. Studien har undersøkt graden av påvirkning og betydning til flere ulike drivere som har hatt en

Tabell 10.3 Betydningen av ulike drivere for samfunnsmessig aksept av vindkraft på land

Kategori	Driver	Nummer ¹
Tekniske kjennetegn	Teknologisk innovasjon	4
Miljø	Landskap	9
	Biologisk mangfold	8
	Drivhusgassutslipp	4
Økonomisk deltakelse	Påvirkning på den lokale økonomien	18
	Aktiv økonomisk deltakelse	8
	Passiv økonomisk deltakelse	17
Individuelle kjennetegn	Identifisering og eierskap	7
Prosessuell deltakelse	Åpen og ærlig kommunikasjon	20
	Formel prosessuell deltakelse	14
	Uformell prosessuell deltakelse	17
Marked	Forsyningssikkerhet	7
Styring	Politisk lederskap	14
Tillit	Troverdighet og tillit	13

¹ Jo høyere nummer, desto større betydning har denne driveren hatt. Drivere med størst betydning er uthevet.
Kilde: Rambelli og Hinsch (2019).

rolle når det gjelder å komme over hindringer mot samfunnsmessig aksept for vindkraft på land. Tabell 10.3 viser de viktigste driverkategoriene som prosjektet har identifisert og den samlede betydningen av bestemte drivere.

Analysene fra WinWind-prosjektet indikerer at åpen og ærlig kommunikasjon sammen med tidlig og reell medvirkning i planleggings- og beslutningsprosessene er svært avgjørende for å fremme samfunnsaksept. Andre viktige faktorer er økonomisk deltakelse, for eksempel gjennom lokalt eierskap i prosjektene, økonomisk kompensasjon eller at prosjektene fremmer lokal verdiskaping og sysselsetting. Politisk lederskap og tillit til myndigheter og utbyggere er også viktige faktorer. En annen komparativ gjennomgang av 25 casestudier på samfunnsaksept av fornybar energi i de europeiske landene underbygger mange av funnene i WinWind-prosjektet (Segreto et al., 2020).

Analysen fra de enkelte land viser at det er mange fellestrekk mellom landene når det gjelder drivere for samfunnsaksept, men også at det kan være ganske store forskjeller i hvilke forhold som vektlegges. I Norge har særlig fysiske inngrep, som påvirker landskapet og som fører til økt trafikk og støy, stor betydning. Synlighet av vind-

kraftanleggene og virkninger på det biologiske mangfoldet er andre forhold som blir vektlagt. Siden dataene fra analysen bygger på vindkraftprosjekter i Midt-Norge, er det imidlertid ikke gitt at de er like representative for alle landsdeler.

10.4.4 Eierskap og økonomi

I Norge har eierskap til vindkraften og rettferdig fordeling av inntektene vært fremme i ordskiftet. Vindkraftanleggene eies og drives både av norske og utenlandske selskaper. I 2020 var omtrent 38 prosent av eierskap til vindkraft norsk, hvorav en stor andel statlig. Rett over 60 prosent var eid av utenlandske selskaper (NVE, 2020). Mange av vindkraftverkene som har vært under bygging de siste årene er eid av utenlandske selskaper (NRK, 2020), og eierskapoversikten kan dermed ha forandret seg. Tallene viser likevel at utenlandske selskaper sitter igjen med en betydelig andel av inntektene. Enkelte har derfor tatt til orde for innføring av både krav til offentlig eierskap og hjemfall for vindkraft, tilsvarende ordningene for vannkraft. LO mener for eksempel at produksjon fra ulike fornybare kilder, som vann og vind må likestilles med hensyn til eierskap, skatt, hjemfall og lokal kompensasjon (Fri fagbevegelse, 2022).

Stortinget vedtok 14. desember 2021 å innføre en produksjonsavgift på landbasert vindkraft, gjeldende fra 1. juli 2022. Produksjonsavgiften omfatter alle konsesjonspliktige vindkraftverk på land, det vil si alle vindkraftverk på land som er større enn fem vindturbiner eller har mer enn 1 MW installert kapasitet. Inntektene fra avgiften tilfaller staten, men skal fordeles til vertskommunene. Avgiften er en økonomisk kompensasjon til kommuner som stiller areal til disposisjon for produksjon storsamfunnet nyter godt av og som forventes å styrke den lokale forankringen for vindkraft.

I behandlingen av statsbudsjettet for 2023 vedtok Stortinget regjeringens forslag om å øke produksjonsavgiften på landbasert vindkraft fra 1 til 2 øre/kWh. Regjeringen har også foreslått å innføre en grunnrenteskatt for landbaserte vindkraftverk fra 2023 og en ny naturressursskatt for vindkraftverk på 1,3 øre/kWh, der 1,1 øre går til kommunene og 0,2 øre går til fylkeskommunene. Både produksjonsavgiften og naturressursskatten foreslås fradragsberettiget krone for krone i grunnrenteskatten. Forslaget er nå på høring.

For vannkraft ble den effektive grunnrenteskattesatsen økt fra 37 prosent til 45 prosent fra inntektsåret 2022.

10.4.5 Hvordan oppnå folkelig oppslutning og aksept?

De fleste undersøkelsene som er gjennomført har primært sett på hvilke faktorer som bidrar til samfunnsaksept av planlagte energiprojekter. Utfordringen fremover er av en annen skala: Hvordan oppnå folkelig oppslutning og aksept for den gjennomgripende energiomstillingen vi står overfor, og som vil medføre store konsekvenser for både natur og samfunn.

Gjennomføringen vil være avhengig av om folk har tillit til beslutningene som må tas av politikere og myndigheter. Norske borgere har generelt stor tillit til ulike politiske institusjoner og myndigheter sammenlignet med andre europeiske land (SSB, 2016). Men tillit er ferskvare, og kan endre seg raskt. For eksempel har de svært høye strømprisene i den senere tid bidratt til å sette tilliten til både klima- og energipolitikken på prøve (Energi og klima, 2021).

Riksrevisjon har tidligere pekt på at det mangler en politisk avklaring av ambisjonsnivået for utbygging av fornybar energi i Norge, og om hvordan myndighetene skal legge til rette for å realisere omstillingen på energiområdet (Riksre-

visjonen, 2014). En viktig grunn for undersøkelsen var Norges forpliktelse gjennom EUs fornybardirektiv til å øke fornybarandelen til 67,5 prosent i 2020 og opprettelsen av felles elsertifikatmarked med Sverige som et virkemiddel. Målet med undersøkelsen var å vurdere i hvilken grad Olje- og energidepartementet la til rette for en effektiv konsesjons- og klagesaksbehandling som ivaretar målet om økt fornybar energiproduksjon. Riksrevisjonen mente at manglende avklaring på overordnet nivå skaper rom for prinsipielle diskusjoner i hver utbyggingssak. Manglende avklaring av hvordan energibehov skal avveies mot andre samfunnsinteresser gir også et stort rom for vanskelige skjønnsvurderinger, som kan bidra til høyere konfliktnivå og større klageomfang. Riksrevisjonens kritikk har i hovedsak blitt fulgt opp gjennom tiltak i energimeldingen, Meld. St. 25 (2015–2016).

Det er mange kontroverser og dilemmaer knyttet til energiomstillingen, og det finnes trolig ingen enkle eller raske løsninger for å sikre bred oppslutning i befolkningen. Mange synes likevel å være enige om at en tydelig og godt begrunnet energipolitikk er helt avgjørende for å bygge samfunnsaksept og tillit til de vanskelige beslutningene som må tas. Andre forhold som ofte trekkes frem som viktige for økt aksept, særlig i forbindelse med vindkraft, er mer åpne og inkluderende prosesser som er forankret i kommunal planlegging, endret skattelegging slik at vertskommunene får igjen mer for arealene som stilles til rådighet, og større vekt på miljø og lokale virkninger i konsesjonsbehandlingen.

Vindkraftmeldingen (Meld. St. 28 (2019–2020)) beskriver en rekke konkrete tiltak for forbedring av konsesjonsbehandlingen av vindkraft, blant annet for å øke befolkningens tillit til prosessen og myndighetene. I ny konsesjonsordning for vindkraft får fylkeskommunen og kommunene en utvidet rolle og skal konsulteres i meldings- og søknadsfasen av et nytt vindkraftprosjekt. Det er igangsatt en prosess for å innlemme planlegging og bygging av vindkraftanlegg i plan- og bygningsloven.

Tiltak for forbedring av konsesjonsbehandlingen omfatter:

- Veiledning om konsesjonsprosessen skal styrkes, slik at lokalsamfunnet, lokale og regionale myndigheter og andre skal få bedre informasjon om vindkraftsaker. God og grundig veiledning skal gi forutsigbarhet til alle aktører som deltar i en eller flere faser av en konsesjonsprosess.

Boks 10.4 Politikken utfordres

I boken *Vindmøllekampen: historia om eit folkeopprør* (Totland, 2021) har forfatteren hatt samtaler med vindkraftmotstandere i hele Norge. Forfatterens utgangspunkt har vært å forstå motstanden mot vindkraft som har vært preget av steile fronter, polarisering og mistillit.

Ifølge forfatteren skjedde det store stemningsskiftet da den nasjonale rammen for vindkraftutbygging ble lagt frem av NVE i 2019. Brått ble alt veldig konkret. For folk som fant sine egne nærrområder avmerket som mest egnet for vindkraft, startet varselampene å blinke. Motstanden mot vindkraft vokste frem.

Forfatteren formidler i et intervju med Enerwe at det er mange bakenforliggende årsaker til motstanden mot vindkraft. Et hovedproblem synes å være at det mangler en overordnet fortelling og en troverdig forklaring på hvorfor vi bygger vindkraft i Norge. Selv om politikerne har forsøkt å fortelle at vindkraftutbyggingen har hatt bred politisk støtte, er det etterlatte inntrykket at de har overlatt alt til byråkratiet. Når nasjonal ramme for vindkraft møtte motstand, la tilsynelatende alle med politisk makt ballen død (Totland, 2021) (Enerwe, 2021).

- Naboer rundt planlagte vindkraftverk skal involveres aktivt i høringsprosessene, og det skal innføres bedre rutiner for nabovarsling.
- Reindriften skal aktivt involveres i en tidlig fase og ha medvirkning i hele prosessen, også i konsekvensutredninger. Konesjonsøknader med dokumentasjon på medvirkning og avtale om avbøtende og kompensierende tiltak skal gis prioritet i konsesjonsbehandlingen.
- Et skjerpet tidsløp med nye tidsfrister for blant annet å sikre at prosjekter er mer forutsigbare å forholde seg til for kommuner og lokalbefolkning.
- Innføring av krav om minimumsavstand fra vindkraftturbiner til helårsboliger og fritidsbyggelse.

Selv om tiltak som forbedring av konsesjonsprosesser og lokal kompensasjon kan føre til større grad av aksept, vil det likevel være dilemmaer knyttet til økt utbygging av fornybar energi sett opp mot skadene dette vil påføre naturen. Forståelsen blant folk om at vi ikke bare har en klimakrise, men også en naturkrise, har bidratt til at ønsket om å ta vare på naturen i seg selv har blitt sterkere. Spørsmålet om aksept handler således også om reelle målkonflikter og ulike syn på hvordan de bør håndteres.

Flere har tatt til orde for en mer planmessig og helhetlig tilnærming som en mulig vei å gå. Professor i fornybar energi ved NMBU, Kristin Linnerud, foreslår å utarbeide en plan for kraftbehovet i Norge, med formål å skape forståelse for nytten av økt kraftutbygging, for eksempel ved å knytte vindkraftutbygging opp mot konkrete tiltak for å få ned klimagassutslipp og sat-

singer som skaper ny økonomisk virksomhet og arbeidsplasser (Linnerud, innlegg for Energikommisjonen, 2022).

I Hurdalsplattformen har regjeringenspartiene vist til en ambisjon om å utvikle en samlet plan som dekker både norsk vannkraft, vindkraft, solkraft og andre energi- og infrastrukturutbygginger som krever konsesjon (Regjeringen, 2021). Nærmere detaljer om hva en samlet plan skal inneholde eller hvordan den skal gjennomføres, er foreløpig ikke offentliggjort.

10.4.6 Kommunenes rolle

Forutsigbare rammebetingelser (herunder skatt) for vind, vann og sol vil ha stor betydning for evne og vilje til investering hos aktørene og kommunenes evne og vilje til å fremme nye prosjekter.

Etablering av fremtidens fornybare kraft vil skje i en kommune. Utbygging både av vannkraft og vindkraft på land innebærer inngrep i natur og miljø og lokale ulemper. Allerede under forminingen av vannkraftregimet ble dagens ordninger med rett til konsesjonskraft og konsesjonsavgifter til vertskommunene etablert. Det var en uttrykt målsetting at de berørte lokalsamfunn skulle beholde en andel av verdiskaping fra deres naturressurser.

Vår ferske vindkraftshistorie har vist at uten lokal forankring og aksept vil den grønne omstillingen neppe kunne gjennomføres, og i alle fall ikke med den fart våre klimaforpliktelser pålegger oss. Det er også bakgrunnen for at regjeringen i april 2022 understreket at gjenåpning av konsesjonsbehandlingen av vindkraftsaker bare kan skje der den berørte kommunen samtykker.

Boks 10.5 Kan vindkraftverk bygges i mindre konfliktfylte områder?

Flere miljøorganisasjoner mener vindkraft på land bør bygges andre steder enn i uberørt natur og områder som er viktig for naturmangfold og friluftsliv. Dette kan være områder langs motorveier, i tilknytning til industriområder eller andre plasser der naturverdiene allerede er forringet. Ved siden av at dette vil redusere belastningen på naturen, er antakelsen at det også kan gi mindre konflikter. Det nylig åpnete Lutelandet vindkraftverk i Fjaler kommune er eksempel på et anlegg som er lokalisert i umiddelbar nærhet til et definert industriområde, og som derved knytter vindkraft og industriutvikling sammen.

Ifølge NVE kan slike utbygginger være de beste sett fra et naturperspektiv, samtidig som

de kan være godt tilpasset kraftnettet. Likevel kan det være spesielle utfordringer knyttet til lokalisering av vindkraftanlegg i allerede utbygde områder. Det gjelder blant annet avstandskrav til bebyggelse, støy og sikkerhets hensyn. Søknader NVE har hatt til behandling om vindkraftanlegg nær motorveier og industriområder viser at slike utbygginger også kan være ganske konfliktfylte med mange innsigelser (Europower, 2019; Stortinget, 2020). For eksempel vil synligheten trolig være større fordi vindkraftverket lokaliseres i områder der mennesker oppholder seg, som arbeidssted eller reisevei.

Det er bred enighet om at tilslutning fra kommuner som blir berørt av større kraftprosjekter er en avgjørende forutsetning for gjennomføringen. I det offentlige ordskiftet og i offentlige utredninger er det gjennomgående at insentiver må til, at de som tar på seg en byrde også skal ta del i oppsiden og at den lokale forankringen må på plass.

Med bakgrunn i våre klimaforpliktelser og kraftbehov fremover er det ikke bare en utfordring å sikre det nødvendige grunnlaget for mer fornybar kraftproduksjon, men det er også en stor utfordring å få opp tempoet i fornybarutbyggingen. Det stiller store krav til effektivisering av våre konsesjonsprosesser. Her viser erfaring at jo tydeligere de positive, lokale virkninger av en utbygging er, desto lavere blir konfliktgraden og raskere går prosessen. Insentivene vil bidra til å redusere risikoen for at vertskommunenes rolle blir en stor barriere for økt produksjon av fornybar kraft.

Hensynet til de berørte lokalsamfunn er også studert i europeisk sammenheng. Det heter eksempelvis i NOU 2012: 9 Energiutredningen, kapittel 6.5:

«Fra EU-hold er det understreket at en av de største barrierene i dag mot omleggingen til fornybar energi, er motstand fra de miljøer som må avstå sine naturressurser, og som blir direkte berørt av varige naturinngrep (Rebelgroup, 2011).»

Dette er i tråd med de erfaringer vi gjennom generasjoner har fra vannkraftsektoren og nyere erfaringer fra vindkraftsektoren. Et mer enn

hundreårig vannkraftregime med egne regler for å ivareta de berørte lokalsamfunn, har vist seg vellykket og har ført til at vannkraftutbyggingen i det store og hele har fått tilslutning fra ressursdistriktene. Den motsatte erfaringen har vi de senere årene hatt på vindkraftsektoren, med sterk og økende lokal motstand. Vindkraftsektoren har ikke hatt tilsvarende ordninger som tilgodeser vertskommuner, som vannkraftsektoren.

Vannkraft: Den vannkraftutbygging som vil være mest aktuell fremover, vil være av en noe annen karakter enn vår tradisjonelle vannkraft. Om dette uttaler et enstemmig utvalg i NOU 2012: 9, kapittel 6.5:

«Det er grunn til å reise spørsmål om de institusjonelle ordningene som historisk er etablert rundt vannkraften, er like egnet til å organisere verdifordelingen mellom stat, utbygger og berørte distrikt for framtidens fornybarpolitikk. De gjeldende fordelingsordninger, som det fram til i dag har vært alminnelig enighet om, er basert på egenskaper ved tradisjonelle vannkraftverk og er ikke like relevante for morgendagens vannkraftanlegg – pumpekraftverk, effekt- og elvekraftverk. Det er registrert økende lokal motstand mot nye vannkraftanlegg begrunnet i slike forhold.»

Dette taler for at det gjeldende vannkraftregimet gjennomgås for bedre å ta opp i seg både dagens og morgendagens utbygging. Et eksempel på at dagens konsesjons- og skatteregime ikke er tilpasset den vannkraftutbygging vi vil se fremover, er reglene om naturressursskatt. Naturress-

sursskatten beregnes av samlet kraftproduksjon, skatteloven § 18-2. Totalproduksjonen for kraftverket skal reduseres med medgått pumpekraft og dette vil påvirke beregning av naturressursskatten for det aktuelle kraftverket. Lavere netto produksjon gir lavere grunnlag for naturressursskatt. Et annet eksempel er konsesjonskraftordningen, hvor reglene forutsetter en vassdragsregulering og hvor opprustning- og utvidelsesprosjekter har vist seg å føre til høyere konsesjonskraftpris uten korresponderende konsesjonskraftmengde for vertskommunen.

På den annen side skiller slike investeringer seg fra tradisjonelle vannkraftutbygginger. Det er ikke på samme måte nye utbygginger og inngrep i uberørte områder, men utvikling av eksisterende kraftverk som allerede gir til dels store inntekter for vertskommunene. Effektkraftverk, pumpekraftverk mv. antas å øke verdien av eksisterende kraftverk. Det kan øke vertskommunenes inntekter gjennom eiendomsskatten. Så lenge inntektene fra pumpekraft overstiger kostnadene, vil det isolert sett gi økt eiendomsskattegrunnlag forutsatt at kraftverket ikke er bundet av minimums- eller maksimumsregelen for eiendomsskatt. Økt grunnrenteskatt, som kommer til fradrag i eiendomsskattegrunnlaget, trekker imidlertid i motsatt retning.

Vindkraft: Det er nå under etablering et nytt konsesjons- og skatteregime for vindkraft på land der lokal aksept ligger som en viktig premisse. I den sammenheng har Regjeringen i forbindelse med statsbudsjettet 2023 foreslått at en større andel av inntektene fra vindkraft på land tilfaller kommunene, blant annet gjennom økt produksjonsavgift til vertskommuner, en naturressursskatt til kommuner og fylkeskommuner, og som inngår i inntektsutjevningen, og en andel av grunnrentebeskatningen som går til fordeling blant alle kommuner i Norge. Vindkraftverk betaler også eiendomsskatt i kommuner der dette skrives ut.

Med de varslede endringene skjer det en utvikling av rammevilkårene for vindkraft som bygger på flere av elementene som vi kjenner fra vannkraftregimet. Selv om naturinngrepene er ulike, er det i begge tilfeller tale om utnyttelse av en verdifull og begrenset naturressurs og produksjon av samme vare – en kilowattime – og omsetning av denne varen i samme marked. Vindkraft på land er nå rimeligere å bygge ut enn vannkraft. Grunnmuren i dette regimet er at deler av verdiskapingen blir forbeholdt de kommuner som har avstått sine naturressurser.

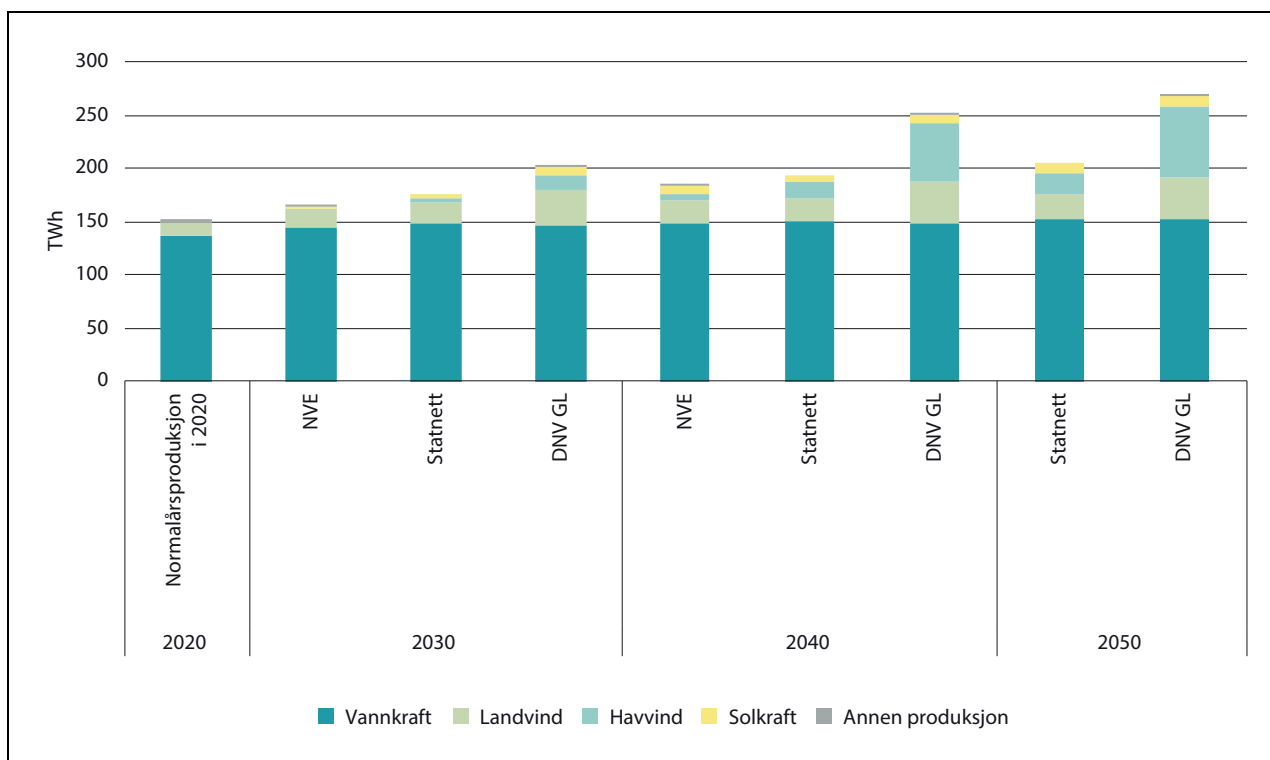
Varige og forutsigbare insentiver: Norge har en fragmentert kommunestruktur, og hvor innbyggertallet kan variere fra noen hundre innbyggere til flere hundre tusen. Våre store vannkraftanlegg og de større vindkraftanleggene er gjennomgående lokalisert i grisgrendte strøk, og vertskommunene for disse anleggene kjennetegnes ofte ved få innbyggere, men store arealer. I kommuneøkonomisammenheng kan dette føre til at noen små kommuner har høyere inntekter enn andre kommuner.

Inntektssystemutvalget (NOU 2022: 10) understreket i sin rapport at mange kommuner har høye inntekter fra bl.a. vannkraft, havbruk og petroleum som øker forskjellene mellom kommunene. Utvalget anbefalte at «mottakerkommunene fortsatt skal sitte igjen med en betydelig del av disse inntektene, men at hensynet til likeverdige tjenester tilsier at deler av inntektene bør komme alle kommuner til gode. Utvalget anbefaler derfor at det innføres en egen, moderat utjevningsordning for disse inntektene, med en 10 pst. symmetrisk utjevning.»

Regjeringen understreket i Hurdalsplattformen at «Regjeringen vil sikre at lokalsamfunn som stiller sine naturressurser til disposisjon for utbygging, får mer igjen for det og sikres en rettmessig del av verdiskapingen, herunder gjennom endret skatlegging av vindkraft.» Brandtzægutvalget (NOU 2020: 12) slo også fast at inntektssystemet må gi distriktskommunene tilstrekkelige insentiver for å legge til rette for verdiskaping. Utvalget skrev videre at «Naturressursinntekter bør likevel frikobles helt eller delvis fra utjevningsmekanismene i inntektssystemet. For å sikre aksept for og oppslutning om næringsvirksomhet som innebærer store inngrep i naturen og påfører lokalsamfunnene kostnader, bør det gjennom lovfestede ordninger legges til grunn et ytelse-mot-ytelse-prinsipp der vertskommunen får noe igjen for å stille naturen til disposisjon for storsamfunnet. Lokal beskatningsrett ved utnyttelse av lokale naturressurser, er et målrettet tiltak som kan bidra til å realisere nasjonale klimamål gjennom bedre utnyttelse av fornybare energikilder.»

10.5 Hva forventes av ny kraftproduksjon?

Både NVEs og Statnetts langsiktige markedsanalyser forutsetter at det blir investert i ny kraftproduksjon i Norge mot 2040 og 2050. Analysene for-



Figur 10.6 Kraftproduksjon i langsiktige analyser

Kilder: NVE, Statnett og DNV GL (alle 2021).

utsetter politiske beslutninger om ny produksjon, særlig på lang sikt.

Energikommisjonen har studert de langsiktige energimarkedsanalysene til NVE (2021), Statnett (2021) og DNV GL (2021).

Analysene skiller seg fra hverandre blant annet i forutsetningene om politikken som føres i årene fremover, herunder i hvilken grad det gis konsesjoner til vindkraft på land. En særlig viktig forskjell er om analysene forutsetter at det føres en politikk som gjør at klimamålene nås. Statnetts analyse viser hva som skal til for å nå Europas klimamål, mens NVEs analyse legger til grunn en videreføring av dagens virkemidler. De langsiktige analysene er også alle publiserte før invasjonen av Ukraina. Noe av forskjellen i vurderingene av utviklingen av vindkraft, både på land og til havs, kan skyldes at analysene er utført på forskjellige tidspunkter.

Energikommisjonens lesning av NVEs, Statnetts og DNV GLs langsiktige kraftmarkedsanalyser viser at det er omfanget av vindkraft som i hovedsak utgjør forskjellen i forventet kraftproduksjon fremover.

Det virker å være enighet om at potensialet for økt kraftproduksjon fra vannkraft er til stede, men at det er begrenset. Alle analysemiljøene forventer noe vekst innen vannkraft.

Solkraft forventes også å øke, og analysemiljøene er nokså samstemte om et volum på om lag 10 TWh mot 2050 (NVE forventer 7 TWh i 2040). Dette er en stor vekst sammenlignet med dagens installasjoner på 0,15 TWh.

Det er stort sprik i vurderingene av den videre utbyggingen av vindkraft på land i Norge. Mens NVE venter en mindre økning mellom 2030 og 2040, har Statnett og DNV GL en vesentlig økning innen vindkraft på land.

Også når det gjelder vindkraft til havs er det store variasjoner i hvor mye som forventes, noe som skyldes ulike forutsetninger om hvor raskt det etableres slike kraftverk. For havvind er også usikkerheten størst, i og med at rammene fremdeles er under utvikling.

Slike analyser kan være treffsikre de første årene, for da er mye kjent. Blant annet kan man gå ut fra at kraftverk som er under bygging vil bli ferdigstilt og at det er sannsynlig at prosjekter der investeringsbeslutning foreligger, vil bli realisert. Det går også an å gjøre kvalifiserte gjetninger av hvor stor andel av kraftverk med konsesjon som vil bli bygd. Lenger frem i tid kommer det mer an på hvilke politiske valg som gjøres og hvordan forbruk, teknologi, kostnader og markedspriser utvikler seg. Med 2050 som horisont er det mye som er mulig, og særlig politikken vil ha avgjø-

Tabell 10.4 Kraftproduksjon i langsiktige energimarkedsanalyser. TWh

	2030			2040			2050	
	NVE	Statnett	DNV GL	NVE	Statnett	DNV GL	Statnett	DNV GL
Vannkraft	145	148	148	149	150	149	152	152
Vindkraft på land	18	21	32	21	23	39	24	40
Havvind	0	4	14	7	15	54	20	67
Solkraft	2	3	7	7	5	8	10	9
Annen produksjon	1	0	2	1	0	2	0	1
Sum	166	176	203	185	193	253	206	269

Kilder: NVE, Statnett og DNV GL (alle 2021).

rende betydning for hvordan kraftproduksjonen i Norge ser ut.

10.5.1 En gjennomgang av flere analyser

I artikkelen «Long-term trends of Nordic power market: a review» gjennomgår Chen et. al. (2021) 43 scenarier i 15 langsiktige kraftmarkedsanalyser for nordiske land og for Norden som helhet.

Kraftmarkedsanalysene som er studert, er utgitt mellom 2016 og 2020, er offentlig tilgjengelige og i hovedsak utgitt av energimyndigheter, sentralnetteiere og IEA. Den sammenlignende studien finner blant annet at det er stor variasjon i hvor mye vindkraft som forutsettes i de ulike analysene/scenarioene. Alle har lagt til grunn at det kommer mindre vindkraft enn markedet ville valgt gitt de kraftprisene som fremkommer i analysene. Blant annet sosial aksept begrenser omfanget som legges inn i kraftmarkedsanalysene.

10.6 Potensial og muligheter for økt kraftproduksjon

Arbeidsdelingen i kraftsystemet er slik at det er markedsaktørene som tar beslutning om investering i nye og eksisterende kraftverk, mens myndighetene tar stilling til om prosjekter skal få tillatelse.

Utover å vurdere konsesjonssøknader har myndighetene virkemidler for å legge til rette for ny kraftproduksjon. Blant annet påvirker politikken på andre samfunnsområder mulighetsrommet, for eksempel natur- og miljøpolitikken. Tilgang til kraftnett er også viktig. I perioder har det vært støtte til utbygging, blant annet gjennom

elsertifikatsystemet, men nå er det bare solkraft som får direkte subsidier, dette gjennom Enova.

Det mest konkrete og sikreste potensialet for ny kraftproduksjon utgjøres av de prosjektene som har konsesjon, men som ikke er satt i drift ennå. Gjennom året publiserer NVE en samlet kvartalsvis oversikt over status for konsesjonsbehandling (NVE, 2022).

Ved inngangen til andre halvår 2022 var det 407 kraftverksprosjekter som hadde konsesjon, men som ikke var satt i drift ennå. Av disse var 66 prosjekter under bygging, fordelt på 4 vindkraftprosjekter og 62 vannkraftprosjekter. De fire vindkraftprosjektene hadde en forventet årsproduksjon på over 2 TWh, mens vannkraftprosjektene hadde en samlet forventet årsproduksjon på noe over 1 TWh. Disse prosjektene vil etter all sannsynlighet ferdigstilles og settes i drift.

Noe mer usikkerhet hefter det ved de 341 prosjektene som hadde konsesjon, men der bygging ikke hadde startet ennå. Dette gjelder blant annet 9 vindkraftprosjekter med en forventet årsproduksjon på 2 TWh og 273 småkraftprosjekter med en forventet årsproduksjon på 1,9 TWh. Det er også noen prosjekter innen større vannkraft. Det kan være ulike grunner til at prosjektene ikke har startet bygging, som for eksempel at investorene ikke ser lønnsomhet i prosjektene eller at det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet. Konsesjoner mister sin gyldighet dersom kraftverket ikke bygges innen en viss tid, og det er grunn til å tro at en del av dette potensialet ikke vil bli realisert.

Til sammen vil det altså teoretisk kunne realiseres 9 TWh ny kraftproduksjon med basis i gitte konsesjoner, men det må tas forbehold om at en del av dette ikke lar seg realisere av ulike grunner.

Boks 10.6 Hva er et potensial?

Den leksikalske definisjonen av «potensial» er muligheter eller ressurser, og er et mye brukt begrep i energipolitiske diskusjoner. Begrepet brukes også her, men hva menes med et potensial når fremtidens energisystem analyseres?

Det er fysikken som gir utgangspunktet for å vurdere om det finnes et potensial for å redusere energibruken eller å produsere fornybar energi. For eksempel er det mulig å beregne den fysiske muligheten for å produsere kraft av alt vann som faller over Norge i form av regn eller snø. NVE har beregnet denne muligheten til 600 TWh/år, altså mer enn fire ganger så mye vannkraft som produseres i dag.

Slike muligheter kan vi kalle teoretiske potensialer, som angir den øvre grensen for hvor mye som kan realiseres innen sparing eller produksjon.

Både teknologisk, økonomisk og politisk bestemte begrensninger må hensyntas før noe kan bygges ut, og det bør derfor ikke legges for stor vekt på teoretiske potensialer. I tillegg vil det, selv om noe er teknisk mulig og økonomisk forsvarlig, i varierende grad ta noe tid før et potensial kan realiseres.

Teknisk-økonomiske potensialer er ofte brukt for å beskrive det som er mulig å realisere, gitt tekniske begrensninger og innenfor

definerte økonomiske rammer. Ofte tas det implisitt hensyn til politiske begrensninger i teknisk-økonomiske potensialer. For eksempel oppgis det teknisk-økonomiske potensialet for vannkraft i Stortingsmeldingen *Kraft til endring* (Olje- og energidepartementet, 2015) til 212 TWh/år, hvorav rundt 50 TWh/år er vernet gjennom *Verneplan for vassdrag*. Dette potensialet inkluderer det som er bygd ut, og potensialet avhenger av hvilken kostnadsgrense som settes for prosjektene. Potensialstudier vurderer normalt gjennomsnittlig, total årsproduksjon, og skiller ikke på kvaliteten ved produksjonen (bl.a. fordelingen over året).

For vindkraft vil det teknisk-økonomiske potensialet være svært stort. Det er den politiske begrensningen gjennom konsesjonssystemet som bestemmer hvor mye vindkraft som kan bygges ut.

Solkraft har hatt raskt fallende kostnader, og dersom dette fortsetter vil det om kort tid være lønnsomt å bygge ut store solkraftverk i Norge. Det teknisk-økonomiske potensialet for solkraft vil dermed raskt gå fra å være nokså lite til å bli veldig stort. Også for solkraft blir politikken gjennom konsesjonssystemet avgjørende for hva som blir mulig å realisere.

NVE publiserer også en oversikt over saker til behandling, samlet over alle stadier i konsesjonsprosessen. Samlet var det ved inngangen til andre halvår 2022 inne saker om ny utbygging hos energimyndighetene med en estimert årsproduksjon på om lag 25 TWh. Mesteparten av dette er vindkraftprosjekter. En del av prosjektene vil få avslag på konsesjonssøknaden, eller bli trukket av søkerne av ulike årsaker.

10.6.1 Vannkraft

Vannkraften har fortsatt et utviklingspotensial. Prosjekter som kan levere mer effekt, prosjekter som øker virkningsgraden i eksisterende anlegg, og prosjekter som kan øke lagringsevnen kan være aktuelle. Eierne av vannkraftverk er profesjonelle, og investerer i vedlikehold og oppgraderinger for å sikre best mulig virkningsgrad og å opprettholde produksjonsevnen. Dette er i eierens interesse.

Den norske vannkraften er likevel stadig i utvikling. Ved inngangen til andre halvår 2022 var det over 3 TWh ny vannkraftproduksjon under konsesjonsbehandling (NVE, 2022).

Ny vannkraftproduksjon kan komme i eksisterende anlegg eller i tilknytning til disse, og omtales som opprusting og utvidelse. Opprusting gjelder først og fremst det elektriske og mekaniske utstyret og gir små eller ingen nye miljøvirkninger, mens utvidelser innebærer en høyere utnyttelse av vannressursen eller tilførsel av mer vann. Potensialet for slike opprustinger og utvidelser vurderes av NVE. De siste 20 årene har omtrent halvparten av norsk vannkraftproduksjon gått gjennom en form for opprusting og/eller utvidelse. Dette har økt produksjonen med nær 5 TWh. NVE anslår at samlet potensial for ytterligere opprusting og utvidelse er på 6-8 TWh (NVE, 2022).

NVE anslår også at turbinoppgradering isolert sett og teoretisk kan gi en økt produksjon på 4,4

TWh på grunn av bedret virkningsgrad. Dette vil dels inngå i potensialet på 6-8 TWh, det vil si at det vil delvis være inkludert og delvis komme i tillegg. Derfor er det ikke vurdert med hensyn til økonomi.

Det er også et potensial for helt nye vannkraftverk. I stortingsmeldingen *Kraft til endring* fra 2016 viste Olje- og energidepartementet til at potensialet i form av nye prosjekter over 10 MW summerte seg til om lag 8,3 TWh. Dette er i hovedsak summen av konkrete prosjekter som ble kartlagt gjennom arbeidet med Samlet plan på 1980-tallet.

Potensialet for småkraft er blant annet kartlagt digitalt. Ved en kostnadsgrense på opptil 5 kr/kWh, som tilsvarer LCOE på ca. 37 øre/kWh, ble potensialet i 2015 vurdert til 5,7 TWh. Ved en LCOE på ca. 70 øre/kWh stiger potensialet til 23,2 TWh (Olje- og energidepartementet, 2016). Småkraftforeninga har i sitt innspill til Energikommisjonen pekt på at det er potensial på 13-14 TWh ny småkraft.

NVEs anslag er teknisk-økonomiske potensial der kostnadene er vurdert, og der potensialet som omfattes av Verneplan for vassdrag er tatt ut. Tidligere anslag vurderer potensialet i Verneplan for vassdrag til rundt 50 TWh.

Det finnes andre og mer ekspansive estimater for hvor mye norsk vannkraftproduksjon kan økes. Slike estimater tar blant annet ikke hensyn til økonomi eller Verneplan for vassdrag.

Mye av vannkraften er regulerbar, men den kan også bli mer regulerbar. Det er mulig å øke effekten, slik at energien kan produseres raskere og dermed øke bidraget til balansering av systemet. Ombygging til pumpekraftverk kan også gi mer effekt. Ved lave priser kan det øverste magasinet fylles for så å tappes når prisen blir høy. Slike utbygginger gir ikke mer energi, og potensialet kan ikke uttrykkes i TWh. Det er gjort flere studier av disse mulighetene.

En situasjon fremover med større svingninger i prisene og større prisforskjeller vil gjøre det mer lønnsomt med effektutvidelser og pumper i vannkraftsystemet. Flere pumper og pumpekraftverk i norsk vannkraft kan også bidra til bedre forsyningssikkerhet, ved å bruke billig uregulert kraft til å pumpe, og dermed øke fyllingsgraden i magasinene.

Vannkraftnæringen omfattes av flere ulike ordninger som gir inntekter fra vannkraftproduksjon til staten, kommuner og fylkeskommuner. I tillegg til den ordinære selskapsskatten er det grunnrenteskatt, naturressursskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift, samt eiendomsskatt. Skattene

selskapene står overfor bør ikke svekke investeringsinsentivene, men sikre at investeringer som er lønnsomme før skatt også er lønnsomme etter skatt. Bruttobaserte elementer, som eiendomsskatt, konsesjonsavgift og konsesjonskraft, er ikke avhengig av lønnsomhet, og vil dermed øke selskapenes krav til salgspris før en investering er lønnsom. Dette er drøftet i rapporten fra ekspertutvalget som vurderte skattlegging av vannkraftverk (NOU 2019: 16 *Skattlegging av vannkraftverk*).

10.6.2 Vindkraft på land

Vindkraft på land gikk for noen år siden fra å være en teknologi med mange urealiserte konsesjoner som ble hjulpet frem med offentlige virkemidler, til å bli en lønnsom produksjonsteknologi som bygges ut der det blir tillatt. Samtidig gikk vindkraft fra å være en teknologi med sterk politisk støtte til å bli gjenstand for store folkelige protester.

Regjeringen Solberg foreslo i Meld. St. 25 (2015–2016) *Kraft til endring* å etablere en nasjonal ramme for vindkraft. Samtidig med høringen i 2019 av NVEs forslag til en slik nasjonal ramme, ble konsesjonsbehandlingen satt på pause. I 2020 behandlet Stortinget en egen stortingsmelding om konsesjonsbehandlingen av vindkraft, som blant annet innebar en rekke innstramminger i praksis (Olje- og energidepartementet, 2020). Det ble åpnet for konsesjonsbehandling av vindkraftsaker i april 2022, under forutsetning av at vertskommunen ønsket det. Det er fortsatt interesse for å utvikle vindkraftprosjekter i Norge, noe som viser seg i at det har kommet inn noen meldinger om større vindkraftverk til NVE. Interessen kan også påvirkes av regjeringens forslag til skatt og økt produksjonsavgift i statsbudsjettet for 2023.

I dag er vindkraft på land den produksjonsteknologien med lavest kostnad per produsert kWh i Norge. Vindkraft på land kan også realiseres raskt sammenlignet med vindkraft til havs. Vindkraftproduksjonen er størst om vinteren, noe som er gunstig med tanke på profilen til den norske kraftbruken og for lønnsomheten.

Det lar seg ikke gjøre å fastslå det teknisk-økonomiske potensialet for vindkraft på land i Norge, bortsett fra at det er svært stort. Det tekniske potensialet er begrenset av tilgangen på kraftnett, men det er ikke en meningsfull begrensning innenfor Energikommisjonens tidshorisont mot 2050. Det innebærer at det først og fremst er rammevilkår og konsesjonspolitikk som setter begrensning på utviklingen, selv om lønnsomhet også kan bli en

begrensende faktor etter hvert som mer vindkraft bygges ut.

Vindkraft på land har så langt i Norge vært bygd som større anlegg, selv om det finnes noen mindre vindkraftverk. Det kan være aktuelt fremover også å bygge små vindkraftanlegg, såkalt nærvind.

Innenfor Energikommisjonens tidshorisont vil det bli aktuelt med betydelige reinvesteringer i de vindkraftverkene som er i drift nå. Den tekniske levetiden på moderne turbiner er normalt ca. 25-30 år, og konsesjonene gis med en varighet på inntil 30 år. For å opprettholde dagens produksjonsnivå for vindkraft må det altså både gis ny konsesjon til, og reinvesteres i, eksisterende vindkraftanlegg frem mot 2050.

10.6.3 Vindkraft til havs

Norge er en havnasjon. Vi har lang historie med handel og fiske på havet, og to generasjoners erfaring med petroleumsutvinning til havs. Med et slikt utgangspunkt er det nærliggende for Norge å utforske mulighetene innen havenergi. Kraftsituasjonen i Norge har også utviklet seg slik at vi vil trenge havsatsningen for å sikre den norske forsyningen av kraft.

Norge har som mål å legge til rette for at leverandørbedriftene til olje og gass skal ha flere ben å stå på. Havvind representerer den største muligheten. Det er omfattende planer om havvindutbygging i våre nærområder og flere norske bedrifter har allerede store leveranser. For å utvikle og styrke denne posisjonen er utviklingen av et hjemmemarked avgjørende. Prosjektet «Leveransmodeller for havvind» (Norsk Industri, 2021) har hatt som mål å utvikle leveransmodeller og jobbe for økt gjennomføringsevne for å kunne bygge ut offshore vind i større skala på norsk sokkel, og samtidig øke konkurranseevnen i det internasjonale markedet.

Bunnfast vindkraft har raskt blitt en teknologi med stor utbredelse, særlig i Europa, og kostnadene har falt raskt. Det er nå nær 6000 vindturbiner som er tilknyttet nettet i europeiske havområder, med en samlet ytelse på over 28 GW. EU-kommisjonen har en ambisjon om å nå en samlet installert ytelse på 300 GW innen 2050. Belgia, Nederland, Tyskland og Danmark ble i mai 2022 enige om et felles mål om en utbygging på til sammen 150 GW innen 2050 (Esbjerg-erklæringen, 2022). Til sammenligning er samlet ytelse i det norske kraftsystemet på ca. 34 GW. Landene og EU har også satt mål for 2030.

Rammene for vindkraft til havs i Norge er under utvikling. Selv om to områder er åpnet for havvind har ikke konsesjonsprosessene startet, men regjeringen har varslet at areal på Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord skal tildeles i løpet av 2023.

To hovedspørsmål er til utredning og avklaring hos myndighetene: Hvordan areal skal tildeles, og hvordan kraftnettet til havs bør utvikles. Se nærmere omtale i kapittel 10.1.3.

Olje- og energidepartementet arbeider med det første spørsmålet, og tildelte i august 2022 et konsulentoppdrag om utforming av auksjons- og støttemodeller for Sørliche Nordsjø II.

Departementet har etablert tre arbeidsgrupper under ledelse av departementet, Norsk Industri og Statnett som ser på sameksistens, industriutvikling og nett. Statnett leder arbeidsgruppe 3 der Statnett sammen med næringen ser på nettbehovet og grensesnittet mellom Statnett og aktørene.

NVE og RME har fått tre større utredningsoppgaver knyttet til den videre utviklingen av havvind i Norge.

- Virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger for vindkraft til havs. I dette oppdraget skal NVE vurdere virkningen på kraftsystemet frem mot 2050 ved ulike nettløsninger for havvind, bl.a. hybridløsninger der det også kan utveksles kraft mot andre land. Endelig rapport skal leveres i februar 2023.
- Regulering av nett til havs. RME har fått i oppdrag å vurdere markedsdesign, fordeling av flaskehalsinntekter, samordning av nett og det juridiske rammeverket for økonomisk regulering av nett til havvind. I tråd med revidert frist vil endelig utredning legges frem i to deler, én 2. desember 2022 og én 3. februar 2023.
- Identifisering av nye områder til havs. NVE skal i dette oppdraget i samråd med andre direktorater foreslå nye områder for havvind i norske havområder. De skal også vurdere de 13 områdene som har blitt konsekvensutredet, men som ikke er åpnet. Utredningen skal leveres innen 30. april 2023.

Teknologi og kostnader er også under utvikling. Nærings- og industriaktører peker på store muligheter i Norge, både for stor kraftproduksjon og eksportinntekter fra salg av varer og tjenester knyttet til havvind. Samtidig er mye uklart om veien videre for havvind i Norge.

Foreløpig er kostnadene for vindkraft til havs høyere enn alternativene på land, men også havvindkostnadene er fallende.

Vindkraft til havs har noen store fordeler som gjør teknologien attraktiv, og som dels kan veie opp for høyere kostnader. For det første er det stor frihetsgrad i plassering av vindkraft i havet, særlig for flytende teknologi. Det er miljø- og næringsinteresser også til havs, men det er likevel større muligheter for å minimere påvirkningen av andre interesser enn ved utbygging på land.

For det andre har vindkraft til havs høy brukstid og en relativt stor andel vinterproduksjon. Det er gunstig med tanke på profilen for den norske kraftbruken.

Det tekniske potensialet for vindkraft til havs er tilnærmet ubegrenset, men det er usikkert når det kan bygges ut i Norge uten offentlig støtte. Til nå har det vært gitt tilskudd knyttet til teknologiutvikling.

De åpnede områdene Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II har øvre grenser på henholdsvis 1500 MW og 3000 MW vindkraft. En utbygging på til sammen 4500 MW vil, dersom brukstiden blir 4000 timer, gi en årsproduksjon på opp mot 20 TWh.

Regjeringen har varslet at de vil tildele areal på Utsira Nord og deler av Sørlege Nordsjø II i 2023. Det er ikke klart om det vil bli gitt støtte til utbygging, men det er åpenbart at i alle fall utbygging av Utsira Nord, som har dybder som krever flytende turbiner, vil kreve en form for subsidier.

Regjeringen Støre har satt som mål at det skal åpnes og tildeles areal til havs som kan gi 30 GW vindkraftkapasitet innen 2040. Dette tilsvarer en normalårsproduksjon på 120 TWh ved en brukstid på 4000 timer, altså en kraftproduksjon i samme størrelsesorden som dagens kraftproduksjon på land i Norge.

Havvind bygges ofte i svært store prosjekter nokså langt til havs, men det kan også bygges mindre kraftverk nærmere land. Utbyggingene langt til havs er særlig avhengige av dedikerte nettløsninger.

Det kan være ønskelig å ha en viss geografisk spredning av vindkraften, også til havs, for å redusere risikoen for samtidighet – særlig for samtidig lav vindkraftproduksjon. Våre naboland bygger ut mye havvind i Nordsjøen, og norske havvindanlegg langt sør i norske havområder vil ha en høy grad av samtidighet med annen havvindproduksjon. Dette må også ses i lys av tilgangen på kraftnett. Ved en stor utbygging av havvind som skal føres til land i Norge får det norske kraftsystemet også mye kraft levert i få punkter, noe som kan gi utfordringer ved utfall.

Staten har en større rolle enn ved kraftproduksjon på land, der statens rolle ved en konkret

utbyggingssak i hovedsak er avgrenset til spørsmålet om det skal gis konsesjon eller ikke:

- For det første er det staten som tildeler areal til vindkraft til havs. Tilgang til areal er normalt noe som avtales med private grunneiere ved kraftutbygginger på land, selv om det i noen tilfeller eksproprieres areal.
- For det andre er større vindkraftbygginger til havs i større grad enn prosjekter på land avhengige av å koble seg til nett som bygges spesifikt til det formålet. Et slikt nett kan være radialer for direkte tilknytning til nettet på land, det kan være nett som er koblet til flere land (hybridnett) eller det kan være et masket nett som flere land samarbeider om. Hvordan dette innrettes har stor betydning for markedsverdien og lønnsomheten til prosjektene.
- Staten har også den normale rollen som konsesjonsmyndighet som skal veie fordeler og ulemper ved utbyggingene og fastsette avbøtende tiltak.
- Staten får også en mulig fjerde rolle dersom det skal gis støtte til havvindutbygginger, for eksempel gjennom langsiktige kontrakter/differansekontrakter.

For at Norge skal lykkes med utbygging av vindkraft til havs, må altså staten ta en mer aktiv rolle enn ved utbyggingssaker på land. Det krever klare mål for satsingen. Dersom det tallfestes hvor mye som skal bygges ut og hva som er målene for satsingen, vil det gi retning til de mange statlige beslutningene som må tas. Energi-kommisjonen konstaterer at det foreløpig kun er satt mål om tildeling av areal av et stort omfang.

10.6.4 Solkraft

Solkraft kan gi et viktig bidrag til kraftforsyningen i Norge. Solkraft er skalerbart, og kan bygges raskt. Solkraft kan komme både distribuert på boliger og næringsbygg, og i form av store kraftverk. Produksjonen kommer utenom høylasttimene, men i samspill med vannmagasinene, kan solkraft bli viktig også i Norge.

Det tekniske potensialet for bakkemontert solkraft er beregnet av Multiconsult, på oppdrag fra Solenergiklyngen (Multiconsult, 2022). Analysen er basert på en vurdering av hvilke arealer som gir minst virkninger på miljø og samfunn. På summen av jordbruksarealer som kan være ute av drift, parkeringsplasser og avsluttede deponier fant Multiconsult et potensial for 144,1 GWp (gigawatt peak) og en årlig kraftproduksjon på 133,3 TWh. Nedlagte grustak, slik som Furuset sol-

kraftverk i Stor-Elvdal delvis skal bygges i, er typisk slike areal som Multiconsult har studert. Se kapittel 10.3.4.

Solkraftverk i stor skala vil kreve store areal og synes i terrenget. Det blir viktig å utvikle større solkraft i god dialog med berørte samfunn. Det må høstes erfaring med virkninger på miljøet.

Det tekniske potensialet for solkraft på tilgjengelige tak- og fasadearealer er også stort, og ble beregnet til 65 TWh i Multiconsults studie fra 2022.

NVEs kostnadstall for kraftproduksjon viser at bakkemontert solkraft har lavere produksjonskostnader enn solkraft som er montert på bygg, som beskrevet i kapittel 10.2. Det burde isolert sett tilsi at større utbygginger av bakkemontert solkraft ville komme tidligere enn solkraft på bygg. Inntektssiden kan være ulik for store bakkemonteerte anlegg og små anlegg på bygg. Innehavere av store anlegg selger kraften i markedet direkte, mens innehavere av små anlegg bruker mye av kraften selv – de er prosumenter. Huseiere med solkraftproduksjon kan slippe å betale nettariff og elavgift for den kraften de produserer og bruker selv, så lenge de ikke på noe tidspunkt leverer mer enn 100 kW ut på nettet. Slike små solkraftprodusenter har formelt status som plusskunder og slipper også å betale fastledd for innmatning av kraft til nettet.

RME har foreslått å utvide plusskundeordningen slik at solkraftprodusenter får rett til å dele produksjon med øvrige kunder på samme gårds- og bruksnummer (RME, 2022). Ordningen har vært på høring. I forslaget er det satt en terskelverdi på anleggets størrelse på 500 kW. Denne ordningen åpner for at for eksempel borettslag kan opptre som plusskunder, og egenprodusert kraft kan fordeles mellom boenhetene etter en fast formel. RME har tidligere gitt dispensasjon fra regelverket til Powerhouse Brattøra i Trondheim for å teste ut en slik mikronettløsning.

Dersom de kombinerer solceller og batterier kan plusskunder i større grad dekke eget forbruk over døgnet uten å overskride effektgrensen på 100 kW. Dersom prisen varierer over døgnet, kan batteriene også utnyttes til å øke verdien av solkraftproduksjonen.

Når kraftproduksjonen skjer bak måleren, uten at det registreres som produksjon, fremstår det som energieffektivisering. Forskjellen er at solkraft trenger nettilgang og den påvirker frekvensen i nettet. Den står i et samspill med det store landsomfattende kraftsystemet som er bygd opp over tid, og gradvis mer samkjørt. Det er et gjennomregulert system som skal holde orden på

tekniske forhold, forbrukerrettigheter, måling og avregning, fordeling av kostnader mv.

Erfaringen er at mange har interesse av å investere i egen forsyning av kraft, både privatpersoner og næringsaktører. Små solkraftverk kan også bygges uten konsesjon (men ofte kreves behandling etter plan- og bygningsloven), noe som kan gi kortere ledetid enn for større anlegg. De høye kraftprisene fra vinteren 2021/2022 har gitt sterke insentiv til private boligeiere og andre som har mulighet til å installere solkraft, og bransjen melder om høy aktivitet. Solkraftverk på bygg har små virkninger for miljø og samfunn, og gir enkeltpersoner og bedrifter mulighet til å bidra til kraftforsyningen.

Det er grunn til å tro at solkraft blir konkurransedyktig i kraftmarkedet innenfor Energikommisjonens tidshorisont. Det vil utgjøre et stort og viktig innslag i kraftbalansen i fremtiden. I dag er vi i en oppstartfase. Reguleringen av markedet er preget av terskelverdier og unntaksbestemmelser som kan bidra til suboptimale løsninger. De lokale produsentenes ansvar og rettigheter bør klargjøres, det må etableres en god modell for fordelingen av nettkostnadene mellom lokale solkraftprodusenter og andre nettkunder. Det bør sikres samfunnsøkonomisk gode investeringsinsentiver.

10.6.5 Kjernekraft

I Europa har det vært en netto nedgang i kjernekraftkapasiteten de siste årene, særlig drevet av utfasing i Tyskland. I andre deler av verden øker kjernekraftproduksjon, særlig i Kina. Samlet har det derfor vært en flat utvikling i perioden 2005-2020 innen kjernekraft globalt. IEA forventer en vekst fra 415 GW i dag til 582 GW innen 2040 (IEA, 2022).

Kjernekraft gir stor og stabil kraftproduksjon og krever lite areal på produksjonsstedet. Det er teknisk sett trolig svært gunstig med mer kjernekraft i det europeiske kraftsystemet, all den tid annen termisk kraftproduksjon fases ut. Blant ulempene finner vi radioaktivt avfall som må håndteres, konsekvensene ved ulykker og fare for spredning av radioaktivt materiale som kan brukes i våpen. Lønnsomheten er også usikker, og det har vært eksempler på kostbare kjernekraftutbygginger i Europa de siste årene (Olkiluoto 3 i Finland og Hinkley Point C i Storbritannia). Disse prosjektene har også vært preget av lange utbyggingprosesser og stadige utsettelse.

De to reaktorene ved Halden og på Kjeller, som var forskningsreaktorer uten kraftproduksjon, er begge lagt ned og skal dekommisjoneres

(Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, 2022). Norge vil altså fremover være uten reaktorer i drift.

Atomenergiloven av 1972 gir rammer for utvikling av kjernekraft i Norge. Det er likevel sannsynlig at det må utvikles mer detaljert regelverk dersom det blir aktuelt å bygge kjernekraftverk i Norge. Uten at Energikommisjonen har vurdert det nøye, er det nærliggende å anta at det trolig må bygges opp vesentlig forvaltnings- og tilsynskompetanse, i tillegg til systemer for avfallshåndtering, dersom det skal bygges kjernekraft i Norge.

10.6.6 Andre muligheter

Det er mulig å bygge rene biokraftverk, som er termiske kraftverk. Det er også mulig å kombinere kraftproduksjon og varmeproduksjon basert på bioenergi. Dette skjer i noen grad i fjernvarmesystemet i Norge. Biokraftverk kan ha karbonfangstsystemer. Energikommisjonen er ikke kjent med nylig gjennomførte potensialstudier for biokraftverk. Samtidig er det fullt mulig å bygge slike kraftverk i dag, og teknologien er kjent. Biokraftverk, gjerne tilknyttet fjernvarme som bedrer lønnsomheten, er mer utbredt i Sverige og Finland enn i Norge. I og med at det lenge har vært mulig å bygge biokraftverk, er det lite trolig at det er et stort, ukjent potensial. Samtidig kan utsikter til høyere kraftpriser gjøre det mer aktuelt enn tidligere.

Biokraftverk kan trolig bygges nokså raskt, innen 2030, dersom det finnes lønnsomme prosjekter.

Det finnes også flere andre muligheter for kraftproduksjon, blant annet bølgekraft, geotermisk energi og høydevind. Energikommisjonen kjenner ikke til nylige studier av det teknisk-økonomiske potensialet for kraftproduksjon basert på disse teknologiene. På lang sikt bør man likevel være åpen for gjennombrudd for teknologier som ikke er aktuelle nå.

10.7 Varme

Mye av energibruken er basert på elektrisitet, men varme kan dekkes av ulike energikilder og energibærere. Om lag halvparten av elektrisitetsbruken i bygninger går til varformål, se kapittel 5. Mulighetene for å ta i bruk alternativer til kraft for å dekke varmebehovet er ikke omtalt i NVEs eller Statnetts langsiktige analyser. I kraftbalansen vil utnyttelse av andre energibærere enn

elektrisitet først og fremst dempe kraftbruken, på samme måte som energieffektivisering.

I kapittel 5 fremgår det hvordan kraftbruken per uke fordelte seg i de fem ulike prisområdene i 2021. Fordi det ble brukt mye strøm til oppvarming var forbruket betydelig høyere om vinteren enn om sommeren i alle prisområder, se figur 5.3. I kapittel 9 er det vist hvordan kraftprisen, ifølge NVEs analyser, vil bli påvirket av omfanget av energieffektivisering, se figur 9.8. Særlig vintertid forventes det at energieffektivisering vil bidra til å senke prisen i normale og tørre år. Energieffektive varmeløsninger og bruk av alternative varmekilder vil ha en tilsvarende virkning i kraftsystemet. Varmesektoren kan permanent begrense energi- og effektbehovet på vinteren og bidra til å redusere eller utsette behovet for investeringer i ny nettinfrastruktur.

Mulighetene for å øke omfanget av fleksible varmesystemer henger direkte sammen med utbredelsen av vannbåren varme. I dag er det krav i plan- og bygningsloven om at bygninger med over 1000 m² oppvarmet areal skal ha energifleksible varmesystemer som dekker minimum 60 prosent av varmebehovet.

10.7.1 Fjernvarme

Fjernvarmeverk er fleksible varmeanlegg som gjør det mulig å bruke andre energibærere enn elektrisitet, for eksempel overskuddsvarmevarme, varmepumper som utnytter energien i sjøvann, jord eller kloakk og bioenergi. Det er også mulig å lagre varmeenergi mellom sesonger. Det utvikles ulike typer varmelagringsmetoder i tilknytning til fjernvarmeanlegg, både sesonglagring i grunn og kortere lagring i termoser. Anleggene er fleksible fordi de kan utnytte elektrisitet når kraftprisen er lav, mens andre energikilder og lagret energi kan benyttes når prisen er høy. Flexibiliteten i fjernvarmeanleggene kan utnyttes både mellom sesonger og i kortere perioder med høye kraftpriser.

Fjernvarmesystemet i Norge er stort sett utviklet etter år 2000 med tilskudd fra Enova. I 2009 ble det innført deponiforbud for avfall og mange fjernvarmeanlegg ble etablert i tilknytning til nye avfallsforbrenningsanlegg. De fleste norske byer har større eller mindre fjernvarmeanlegg i dag. Fjernvarme er ikke aktuelt i spredtbygde områder eller i eneboliger, fordi kostnadene ved å bygge infrastrukturen er for høy.

Kostnadsstrukturen ved etablering av fjernvarmeanlegg er slik at de innledende kostnadene er høye, mens kostnadene ved å knytte til en ekstra

Boks 10.7 Fjernvarmereguleringen

I 1986 vedtok stortinget en egen konsesjonslov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg over 10 MW (fjernvarmeanleggsloven). En viktig begrunnelse for å innføre en slik konsesjonsordning for fjernvarme var et ønske om å innføre regler om tilknytningsplikt (Olje- og energidepartementet, 1984). Tilknytningsplikt ble ansett som en viktig forutsetning for å sikre det økonomiske grunnlaget for bygging og drift av fjernvarmeanlegg. Pålegg om tilknytningsplikt blir praktisert og besluttet av den enkelte kommune, etter plan- og bygningsloven § 27-5. Tilknytningsplikten skapte behov for en prisregulering: «Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde», jf. fjernvarmeanleggsloven §9.

kunde er mer begrenset (fallende gjennomsnittskostnader). For å ta en beslutning om å investere i anlegg med fallende gjennomsnittskostnader, må investor kunne tro på at mange kunder vil knytte seg til. Når NVE har gitt konsesjon for fjernvarme i et område, har det gitt kommunene mulighet til å ilagge nye bygg tilknytningsplikt til anlegget, og dette blir praktisert. Når det er ilagt tilknytningsplikt følger det at byggene må utstyres med infrastruktur for vannbåren varme. Dette er videre beskrevet i boks 10.7 om fjernvarmereguleringen.

I 1986 var panelovner det aktuelle alternativet dersom oppvarmingen skulle baseres på elektrisitet. I dag vil det i mange tilfeller være gode muligheter for å benytte effektive varmepumper. Varmebehovet i nye bygg er også mer begrenset enn på 1980-tallet. Det er flere ganger reist spørsmål om fjernvarmesektoren er riktig regulert.

På oppdrag fra NVE har Vista Analyse (2022) utredet en ny reguleringsmodell for prising av fjernvarme. NVE mente det var nødvendig å vurdere om dagens direkte kobling mellom forbrukernes samlede strømkostnader og fjernvarmeprisen var hensiktsmessig. Problemstillingen ble særlig aktuell da kraftprisen steg voldsomt høsten 2021. Vista Analyse viser i rapporten til at dagens pristak er basert på en alternativ oppvarmingskilde som er vesentlig dyrere enn den mest aktuelle og rimelige løsningen for de fleste kunder. De foreslår å innføre et pristak som tar utgangspunkt i den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved oppvarming med varmepumpe.

Vista drøfter også mulighetene for ytterligere deregulering av fjernvarmesektoren, herunder fri prisdannelse. I andre land er det forholdsvis vanlig å ha uregulerte priser, men da er konkurransemyndigheter eller forbrukermyndighetene ofte involvert i fjernvarmemarkedet. Offentlig eierskap til anleggene leder til at prisene blir politisk bestemt i noen land. Det varierer mellom land om det er tilknytningsplikt til fjernvarme. Vista har undersøkt Sverige, Finland og Tyskland mer inngående og konkluderer:

«Erfaringer fra disse tre landene viser at det er mulig å ha velfungerende fjernvarmemarkeder uten regulering av pris, men at det ofte gir et behov for ulike former for markedsovervåking for å hindre eller motvirke at fjernvarmeselskaper utnytter sin stilling ovenfor kundene».

Om fjernvarmesektoren er riktig regulert må vurderes med en bredere inngang enn det som nå er gjort for prisreguleringen. Med mer konkurranse vil lokale varmeløsninger kunne konkurrere med fjernvarme i mange tilfeller, særlig varmepumper og bioenergi. Det forutsetter at det er installert vannbårne systemer i byggene, noe som innebærer en engangskostnad. Ettersom det ofte er andre som planlegger og finansierer byggene enn de som bruker dem, kan en vannbåren varmeløsning bli prioritert bort, selv om det over tid kan være lønnsomt og bidra til et mer robust kraftsystem.

10.7.2 Bioenergi

Norge er rikt på skogressurser som kan være egnet til energiformål. Hogsten har økt siden 1990-tallet, men det kan være mulig å øke tilgangen på norsk bioenergi ytterligere. Dette er samtidig ressurser med mange andre anvendelsesområder, som råvare i industrien og byggematerialer. Det er først og fremst restprodukter fra treforedling og rivningsmaterialer som er aktuelle for forbrenning til energiformål i større skala. I tillegg er grener og røtter fra selve skogsdriften en energiresurs. I kloakkrensingsanlegg og reaktorer for biologisk avfall, herunder gjødsel og matavfall, kan det produseres biogass. Ved kommer i en egen klasse fordi dette er virke som tas ut med vedproduksjon og gjerne med skogrydding som formål. Bioenergi er en internasjonal handelsvare og Norge var nettoimportør i 2021 (4,3 TWh).

I Norge anvendes bioenergi i stasjonær energiforsyning som varme og elektrisitet, eller som drivstoff. Netto forbruk av biobrensler (innfyrt energi) var 16 TWh i 2021, rundt 1 TWh høyere enn i 2020. I 1990 var netto forbruk av biobrensler

til sammenligning 9,2 TWh. I Sverige anvendes bioenergi også til kraftproduksjon, men lønnsomheten her er helt avhengig av at det er avsetning for overskuddsvarme. Både fjernvarmeanleggene og industrien kan avgi slik overskuddsvarme. I Norge er denne typen termisk kraftproduksjon lite utbredt, men forekommer i tilknytning til avfallsforbrenningsanlegg.

Vedfyring i husholdninger utgjorde 6,2 TWh i 2021. Vedfyring gir fleksibilitet i energisystemet, og er mye styrt av temperatur (SSB, 2021). Det høyeste registrerte forbruket av ved SSB har registrert var i 2010, som var et år med høye kraftpriser. Tilsvarende var forbruket lavest i 1992, et år med lave kraftpriser. Bransjeforeningen for miljøvennlige ildsteder og skorsteiner melder om høyt salg av ovner i 2022. Bioenergi er en fleksibel termisk ressurs som kan lagres. Betydningen av bioenergi som fleksibel energiressurs i en fremtid der kraftprisen varierer mer bør analyseres nærmere.

Ved brenning av bioenergi frigjøres et nesten like stort CO₂-utslipp som ved brenning av kull (forskning.no, 2019). Bioenergi regnes likevel som klimanøytral fordi nye trær vokser opp igjen etter de gamle som ble hugget og derfor binder om lag samme mengde CO₂. Men det kan ta 80-120 år fra et tre felles, til et nytt tre er vokst helt opp. Kritikerne av bioenergi fra skog peker på at dette er et svært langt tidsperspektiv.

10.7.3 Energimerkeordningen for bygg

Jakten på et godt omdømme er en driver i utviklingen av fremtidens energisystem, se kapittel 9.7. Ulike merkeordninger blir benyttet for å vise frem at et bygg eller en industrivirksomhet har gode energi- og miljøegenskaper.

I 2010 ble det innført en plikt til å energimerke bygg som skulle selges eller leies ut (Olje- og energidepartementet, 2009). Det ble etablert en karakterskala for byggene. Karakteren var basert på hvor mye tilført energi bygget trengte for å dekke et bestemt nivå på varme og elspesifikt forbruk. Energieffektive bygg, og bygg med varmepumpe og solceller kom høyt på karakterskalaen.

De energibærerne som inngår i fjernvarmeproduksjon, og bioenergi, blir omdannet til varme som blir tilført industrivirksomheter og bygninger. Fjernvarme vil være tilført energi også i tilfeller der de utnytter overskuddsvarme eller effektive varmepumper, det vil si når energieffektiviseringen skjer i andre deler av energisystemet enn hos sluttbruker. Bruk av fjernvarme og bioenergi representerer derfor ikke energieffektivisering

hos sluttbruker, det blir klassifisert som energibruk på samme måte som strøm.

For kraftsystemet representerer fjernvarme og bioenergi fravær av kraftbruk, og bidrar til god forsyningssikkerhet på samme måte som energieffektivisering hos sluttbruker. Det er særlig gunstige alternativer fordi de reduserer behovet for elektrisk oppvarming vinterstid. For forsyningssikkerheten for kraft vil de ulike varmeressursene bety mye i den omstillingen vi står overfor. Slik energimerkeordningen er satt opp i dag gir den i enkelte tilfeller feil informasjon til markedsaktørene om hva som vil være gode energivalg for fremtiden. Det vises også til omtale av energimerkeordningen i kapittel 9.8.2.

10.8 Økt utbyggingstakt

10.8.1 Positiv kraftbalanse krever politiske avveininger

Gjennomgangen av utviklingen innen energibruk viser at det er grunn til å forvente en vekst i etterspørselen etter kraft på mellom 21 og 35 TWh innen 2030. Veksten fortsetter til 2050. Det er muligheter for å begrense denne forbruksveksten gjennom energieffektivisering, men ikke i samme størrelsesorden som veksten i etterspørselen. Uten nye tillatelser er det ikke utsikter til mer enn inntil 9 TWh ny kraftproduksjon innen 2030, men havvind vil gi et vesentlig bidrag dersom det realiseres rundt 2030. Kapittel 11 drøfter hvordan balansen mellom etterspørsel og produksjon kan bli fremover.

Et sentralt element i Energikommisjonens mandat er å foreslå økt kraftproduksjon. Gjennomgangen over har vist at det er mulig å bygge ut betydelige mengder ny fornybar energi. Dersom det skal bygges ut så mye som må til for å nå regjeringens klimamål for 2030 og samtidig opprettholde en positiv kraftbalanse, må det gjøres vanskelige avveininger. Det må bli en mye raskere saksgang hos konsesjonsgivende myndigheter, det kreves overordnet planlegging, og det kreves rammebetingelser for alle teknologier som gjør utbyggingene bedriftsøkonomisk lønnsomme.

Det er varierende lønnsomhet og konfliktnivå rundt de ulike teknologiene. Mange modne teknologier har fortsatt stort potensial, men begrenses av samfunnshensyn og miljømessige grunner. Andre teknologier må hjelpes frem for å bli markedsmodne, men også disse vil kunne møte den typen motstand som de modne teknologiene gjør i dag. Det finnes supplerende energibærere som

også kan bidra til en bedre energi- og kraftbalanse, som for eksempel bioenergi og fjernvarme.

10.8.2 Effektiv konsesjonsbehandling er en nøkkelfaktor

Konsesjonsbehandlingen utgjør en sentral del av den totale ledetiden for et prosjekt som omfatter hele tidsløpet fra planlegging til konsesjonsbehandling og bygging. Det er flere faktorer som påvirker tidsbruken i konsesjonsbehandlingen, blant annet kompleksitet og konfliktgrad i det enkelte prosjekt. Andre forhold som påvirker tidsbruken er lovfestede prosesskrav, for eksempel i energiloven, forvaltningsloven og forskrift om konsekvensutredninger. De demokratiske prosessene og kravene til forsvarlig behandling er viktig for å sikre et godt beslutningsgrunnlag, lokal forankring og samfunnsaksept for tiltakene.

I Norge er konsesjonsbehandlingen i stor grad samordnet. Dette bidrar i utgangspunktet til forenkling og effektivisering av konsesjonsprosessen. I saker der det kreves konsesjon etter ulike lovverk, koordinerer NVE arbeidet i meldings- og søknadsfasen. Eksempelvis samordnes behandlingen etter vassdragslovene og energiloven med behandlingen etter forurensingsloven og kulturminneloven. NVE koordinerer også saksbehandlingen av større produksjonsanlegg og tilhørende nettanlegg, og det avgis felles innstilling til Olje- og energidepartementet i saker som krever kongelig resolusjon.

For alle sakstyper er det utarbeidet veiledning fra Olje- og energidepartementet og NVE for søkere og høringsparter som blant annet beskriver trinnene i konsesjonsprosessen, de ulike rollene og hva som forventes av høringspartene. God veiledning er viktig for å unngå uklarheter og misforståelser som kan føre til tap av tid. NVE har etablert et kunnskapsgrunnlag om vindkraft i Norge på sine nettsider, et resultat av et omfattende samarbeid mellom mange statlige etater. Nettsidene skal oppdateres og utvides over tid, blant annet med veiledning til konsesjonsprosessen og generell informasjon om vindkraft i Norge.

Videre har NVE utarbeidet standardiserte søknadsmaler som gjør det enklere å søke. Høringsuttalelser kan sendes digitalt via en nettbasert løsning, noe som antas å være tidsbesparende.

Tydelige politiske prioriteringer er ifølge NVE en viktig forutsetning for effektiv konsesjonsbehandling. Et eksempel hvor politiske styringssignaler har vært avgjørende for fremdriften i saksbehandlingen var under den såkalte «småkraftboomen» som startet tidlig på 2000-tallet. NVE

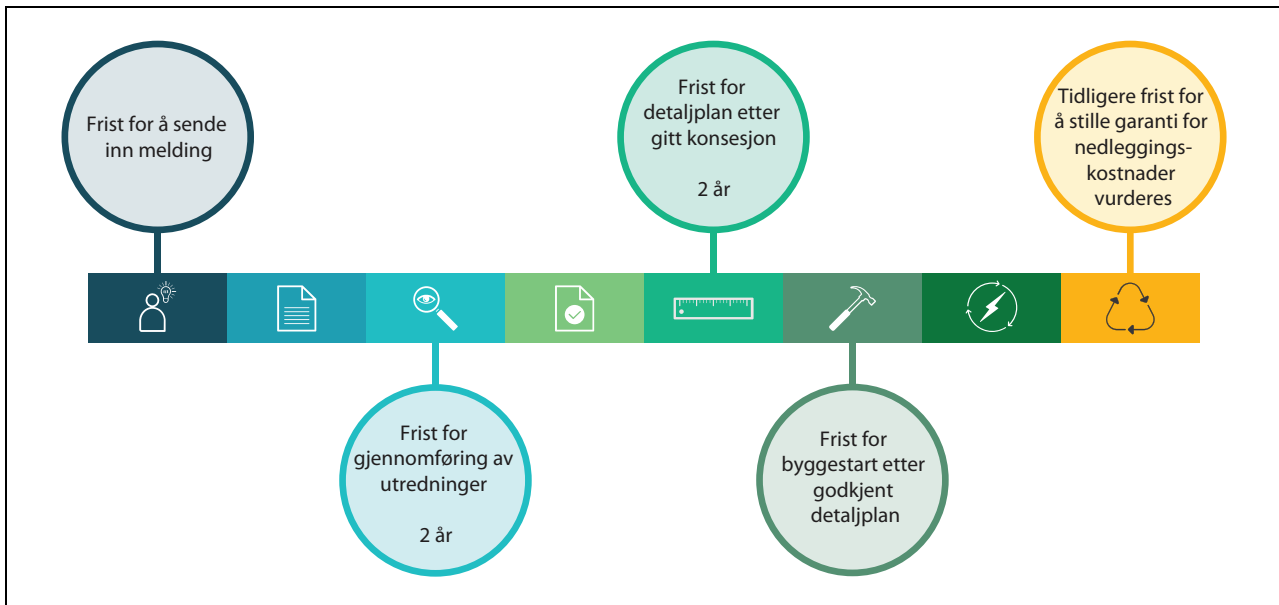
klarte da å behandle et stort antall saker i løpet av relativt kort tid. I perioden 2012-2017 ble det ifølge NVEs årsrapporter behandlet hele 980 søknader om små vannkraftanlegg.

NVE har varslet at det forventes vekst i konsesjonssøknader om større vannkraftprosjekter fremover og at disse vil bli høyt prioritert i konsesjonsbehandlingen fordi de bidrar med både betydelig kraftproduksjon og fleksibilitet til kraftsystemet. NVE vil også prioritere opprustings- og utvidelsesprosjekter, fordi de bidrar til å utnytte vannkraftpotensialet i allerede utbygde vassdrag innenfor miljømessig forsvarlige rammer. I tillegg til ny produksjon, vil NVE prioritere revisjon av vilkår i eldre vannkraftkonsesjoner med formål å modernisere vilkårene. Vilkårsrevisjoner er et sentralt virkemiddel for å bedre miljøet i regulerte vassdrag, og for å oppnå miljømålene i de regionale vannforvaltningsplanene som er utarbeidet i henhold til vannforskriften og EUs vanndirektiv.

NVE skriver i en rapport (2020) om konsesjonsprosessen for vindkraft på land at meldingsfasen normalt tar 3-6 måneder fra meldingen tas til behandling, mens behandling av søknad med konsekvensutredning normalt tar 6-12 måneder. Detaljplanfasen tar ifølge NVE normalt 3-6 måneder. Typisk tidsbruk i NVE for aktiv behandling av melding, søknad og detaljplan er således 1-2 år. Den totale ledetiden vil være betydelig lengre fordi man må legge til tid for tiltakshavers gjennomføring av konsekvensutredning, utarbeidelse av søknad og detaljplan, samt eventuell klagebehandling av detaljplangodkjenning – og ikke minst selve byggefasen.

I tråd med vindkraftmeldingen (Meld. St. 28 (2019–2020)) skal det innføres nye frister i behandlingen av vindkraftsaker. Dette for å korte ned tiden fra en melding tas til behandling til anleggsarbeidet kan igangsettes. I nye konsesjoner skal det gis frist på to år for å sende inn søknaden og konsekvensutredningen etter meddelt utredningsprogram og to år på å sende inn detaljplan etter endelig konsesjonsvedtak, samt at det ved godkjenning av detaljplan skal gis frist på 2-3 år for å begynne bygging. Figur 10.7 oppsummerer disse endringene, som vil gi et skjerpet tidsløp i fremtidig konsesjonsbehandling av vindkraftverk på land.

Når det gjelder vindkraft til havs, inneholder forslaget til veileder fra Olje- og energidepartementet (Olje- og energidepartementet, 2021) en del tidsfrister i konsesjonsbehandlingen. Med dagens regler kan konsesjonsprosessen for havvind, inkludert tiden utbygger bruker på utredninger mv., ta 8–9 år. I forslaget til veileder legges det



Figur 10.7 Forslag til tidsfrister for konsesjonsbehandling av vindkraft på land

Kilde: Olje- og energidepartementet (2020).

opp til kortere behandlingstid. Etter at det prosjektspesifikke utredningsprogrammet er fastsatt, vil aktøren ha to år på seg til å sende inn en konsesjonssøknad, men det åpnes for å søke om forlenget frist. Den offentlige høringen av søknaden vil ta minimum seks uker. Anslått saksbehandlingstid vil variere med størrelse og kompleksitet av saken, men departementet ser for seg en saksbehandlingstid for konsesjonssøknaden på om lag ett år, forutsatt at det ikke må pålegges tilleggsutredninger som forlenger saksbehandlingen. Tidsbruken vil øke dersom vedtaket blir påklaget.

Strømnettutvalget (NOU 2022: 6) har foreslått konkrete tiltak for å redusere den samlede ledetiden for nettanlegg. Ifølge utvalget er det både mulig og nødvendig å forbedre prosessene og redusere ledetiden uten at det går på bekostning av hensynet til kvalitet eller demokratiske prosesser. Utvalget peker på at utfordringene med ledetid, usikkerhet og lite standardisert tilknytningsprosess henger sammen, og flere av tiltakene vil ha virkning på flere, eller alle, utfordringene. Et viktig eksempel på dette er digitalisering. I dag bærer mye av arbeidet og prosessene som foregår både hos nettselskap og konsesjonsmyndigheter preg av manglende digitalisering. Omlegging, strukturering og digitalisering av informasjonsutveksling i arbeidet med tilknytningsprosess, kraftsystemutredninger, konsesjonsbehandling mv. vil kunne bidra til å løse hovedproblemstillingene knyttet til mer effektiv nettutvikling.

Strømnettutvalgets forslag til tiltak omfatter også bedre informasjonsutveksling, innføring av frister og fremdriftsplaner, parallelle prosesser, hurtigspor for mindre saker og betingede anleggskonsesjoner. Utvalget mener det er hensiktsmessig å utrede og konsesjonsbehandle netttiltak tidligere, for å redusere forskjeller i ledetid for nye nettanlegg og ledetider for etablering av nye forbrukskunder. Det forutsetter at det kan sannsynliggjøres at tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt, eventuelt med vilkår. Utvalget er av den oppfatning at det er mulig innenfor dagens rammer å gi konsesjoner under usikkerhet basert på fremskrivninger mv., og anbefaler at nettselskapene utnytter denne muligheten i større grad. Når det gjelder ordning av køen for nettilknytning, mener utvalget at «først til mølla» prinsippet fortsatt bør gjelde. Statnett og mange andre nettselskaper mener på sin side at kapasitet i nettet bør tildeles etter en prioriteringsordning, der en vektlegger samfunnsnyten, og som er politisk bestemt (Europower, 2022).

Strømnettutvalget anslår at tiden det tar fra utredning til konsesjonsbehandling og bygging av for eksempel større nettanlegg kan reduseres fra 7–14 år til 6–8 år. Økte ressurser til konsesjonsmyndighetene vil være nødvendig for å sikre at de foreslåtte tiltakene gir reelle tidsbesparelser. NVE opplyser at enkelte av tiltakene som Strømnettutvalget har foreslått for å korte ned ledetiden for nettutbygging allerede har blitt innført.

Boks 10.8 Småkraftboomen

I perioden da småkraftnæringen vokste frem, var det bred politisk enighet om å utnytte mer av landets vannressurser i små vannkraftverk. Hovedbegrunnelsene var bidrag til nødvendig kraftproduksjon, næringsutvikling i distriktene og lokal verdiskaping, samtidig som anleggene ble sett på som lite kontroversielle og enkle å realisere. Med utgangspunkt i Olje- og energidepartementets småkraftstrategi (2003) ble det lagt til rette for økt etablering av små vannkraftverk ved delegering av konsesjonsmyndigheten til NVE (fra april 2004), tilpasning av konsesjonsregelverk, skattetilpasning og finansiering av FoU-prosjekter. Støtteordningen med elsertifikater fra 2012 bidro også til at flere småkraftprosjekter ble lønnsomme og dermed omsøkt. En forutsetning for å få elsertifikater var at produksjonsanlegg måtte være bygget og satt i drift innen 2021. Tidsfristen for elsertifikatene ga et ytterligere insentiv til å prioritere behandling av alle småkraftsøknadene som da var stilt i kø hos NVE.

For å oppnå mer effektiv tidsbruk i konsesjonsbehandlingen, innførte NVE nye rutiner for behandling av småkraftprosjekter. Søknader

om småkraft innenfor et geografisk avgrenset område ble behandlet i pakker istedenfor enkeltvis slik tidligere praksis hadde vært. Også arbeidsformen ble tilpasset: Saksbehandlere med forskjellig fagkompetanse jobbet i team med de enkelte pakkene. Pakkebehandlingen har gjort det mulig å gjennomføre høringer, offentlige møter og befaringer parallelt for flere prosjekter. Det var en forutsetning at de nye rutineene ikke skulle gå på akkord med kvaliteten på vurderingene, men heller bidra til å styrke den. Pakkebehandlingen har gjort det lettere å se sakene i sammenheng, vurdere samlet belastning og planlegge nettilknytning.

Erfaringene fra denne perioden viste at jo mer av småkraftpotensialet som ble utnyttet, desto mer økte ofte både de tekniske utfordringene og konfliktnivået. Mot slutten av perioden var avslagsprosenten på mer enn 50 prosent. Det var også en tiltakende trend at søknader ble trukket før eller i løpet av saksbehandlingen, og at prosjektene stadig ble endret for å øke lønnsomheten. Det hører med til historien at det ved utgangen av 2021 var 279 småkraftverk med innvilget konsesjon som ennå ikke var bygd.

NHO, KS og Naturvernforbundet har på oppdrag fra regjeringens Topplederforum for bærekraftsmålene (2022) vurdert behovet for raskere, bedre og mer kunnskapsbaserte konsesjonsprosesser ved utbygging av fornybar energi generelt. Organisasjonene har blitt enige om følgende tiltak:

1. Tidligere involvering.
2. Styrke utredningskapasiteten og -kompetansen.
3. Styrke saksbehandlingsskapasiteten.
4. Analysere flaskehalser og utrede bruk av tidsfrister for å fjerne liggetid hos forvaltningen.
5. Tydeligere prioriteringer.

6. Klargjør skjønnet i konfliktsaker.
7. Åpne for parallelle prosesser.
8. Vurdere ulike løp for enkle og mer kompliserte/omstridte prosjekter.
9. Forsere bruk av digitale verktøy og økologisk grunnkart.
10. Klargjøring av industritomter.
11. Økonomiske insentiver.
12. Innovasjon og teknologiutvikling.
13. Raskere og mer transparent klagebehandling.

Tiltakene er nærmere beskrevet i notat til Kommunal- og distriktsdepartementet (Naturvernforbundet, KS og NHO, 2022).

Boks 10.9 Effektivisering av konsesjonsbehandlingen i EU

EU-kommisjonen har i forbindelse med tiltakspakken «REPowerEU» foreslått endringer i fornybardirektivet, i energieffektiviseringsdirektivet og i bygningsenergidirektivet. Formålet med endringsforslagene er å oppnå raskere omstilling fra fossil til fornybar energiproduksjon. For å få dette til, peker EU-kommisjonen på flere flaskehalsar i den administrative saksbehandlingen av fornybarprosjekter som må løses. Flaskehalsene omfatter blant tungrodd byråkrati, manglende transparens i prosessene, lite samordnet lovverk, uklare roller og manglende veiledning til aktørene.

EU-kommisjonen foreslår et forenklet og mer samordnet system for å effektivisere konsesjonsbehandlingen av prosjekter for fornybar energi. Forslaget omfatter alle administrative tilatelser til å bygge og drifte både produksjonsanlegg, anlegg for energilagring og nettanlegg. Saksgangen som skal forenkles gjelder fra en søknad er mottatt til det foreligger et konsesjonsvedtak.

Forslaget innebærer at medlemsstatene må opprette forhåndsdefinerte «go-to-områder» både på land og i sjøområder der det er naturlige forutsetninger for fornybar energi, for eksempel for vind og sol. Utpekingen kan skje gjennom en samlet eller flere separate planprosesser. Prosessene skal være i tråd med SEA-direktivet (Direktiv 2001/42/EF, om strategiske konsekvensutredninger), og skal være så omfattende at en som hovedregel skal slippe en konsekvens-

utredningsprosess i neste omgang. Konsekvensutredning kan likevel være nødvendig dersom det med stor sannsynlighet kan oppstå betydelige og uforutsette miljøvirkninger som ikke kan avbøtes.

«Go-to-områdene» skal til sammen være så store at de sikrer at det enkelte medlemsland når sitt fornybarmål. I slike soner kan konsesjonsbehandlingen for mindre prosjekter ikke overstige seks måneder. Total tidsbruk for konsesjonsbehandling av større fornybar energiprojekter innen de forhåndsdefinerte sonene vil være ett år. Ved ekstraordinære omstendigheter kan tidsrammen forlenges med inntil tre måneder. Søknader som gjelder etablering av fornybarprosjekter utenfor de forhåndsdefinerte sonene, vil få en behandlingstid på to år. Det kan også for disse prosjektene gis en forlenget behandlingsfrist på inntil tre måneder. Eventuell klagesaksbehandling kommer i tillegg til fristene som er satt for konsesjonsbehandlingen.

For å effektivisere saksbehandlingen, må medlemslandene opprette ett eller flere kontaktpunkter hos konsesjonsmyndigheten. Kontaktpunktene skal gi nødvendig veiledning og sørge for at konsesjonsprosessen samordnes med andre relevante myndigheter og aktører. Kontaktpunktene vil også ha ansvar for at tidsplanen blir overholdt. Det skal etableres enkle prosedyrer for å håndtere uenigheter og tvister som kan oppstå i konsesjonsprosessen.

Kapittel 11

Kraftbalanse og priser mot 2050

Kraftbalansen er et mål på om et område har overskudd eller underskudd av kraft. Den norske kraftbalansen er gitt av landets samlede produksjonsevne i år med normal nedbør og forbruk av kraft. Det er imidlertid store variasjoner i den observerte kraftbalansen fra år til år. I Norge skyldes dette i stor grad variasjoner i nedbør og dermed tilsig til vannmagasinene. Et land med en positiv kraftbalanse vil normalt være nettoeksportør av kraft, mens det motsatte er tilfelle for et land med en negativ kraftbalanse.

Kraftbalansen kan si noe om forsyningssikkerhet og det relative prisnivået sammenlignet med områdene rundt. Forsyningssikkerhet vil også være avhengig av kraftutvekslingen med andre land og forsyningssituasjonen der. En positiv kraftbalanse indikerer et lavere prisnivå enn i omkringliggende land, men det kan oppstå perioder med høyere priser. Negativ kraftbalanse gir heller ikke i alle situasjoner høyere priser enn i landene rundt. I dette kapitlet drøftes mulig utvikling i kraftprisene og kraftbalansen frem mot 2050.

Den langsiktige utviklingen av det norske energisystemet analyseres jevnlig av flere miljøer, bl.a. av NVE og Statnett. Langsiktige analyser av kraftmarkedet og energimarkedene bygger på en rekke forutsetninger med stor usikkerhet. Kraftmarkedsmodeller er verktøy som kan gi informasjon om hvordan ulike drivere i kraftsystemet og -markedet samvirker. Basert på dette kan man anslå utviklingen i kraftprisene. I dette kapitlet er NVEs og Statnetts siste fulle langsiktige kraftmarkedsanalyser hovedgrunnlaget for vurderingene (NVE, 2021) (Statnett, 2020). Vi beskriver primært utviklingen i utlandet samlet, og skiller dermed ikke mellom utviklingen i våre nordiske naboland og resten av Nord-Europa. Norge har imidlertid sterke nettforbindelser til våre nordiske naboer, og utviklingen innen produksjon, forbruk og strømmnett i Norden vil ha en sterk påvirkning på norske priser. I tillegg, etter som disse analysene kom før krigen i Ukraina, har kommisjonen supplert med vurderinger fra

andre analysemiljøer som kan belyse noen konsekvenser av dagens situasjon for energisektoren. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til dette.

Forutsetningene for modellkjøringene er viktige for resultatene. En vesentlig forskjell mellom NVEs og Statnetts analyser er at Statnett forutsetter at hele den europeiske energisektoren blir utslippsfri til 2050, mens NVE tar utgangspunkt i eksisterende og kjente nye virkemidler. Disse virkemidlene forventes imidlertid ikke å være tilstrekkelige til å nå klimamålene.

De langsiktige kraftmarkedsanalysene søker å fange opp effekter i kraftmarkedet. Den generelle økonomiske utviklingen i samfunnet påvirker imidlertid også planer om kraftforbruk og kraftproduksjon, og motsatt. De langsiktige kraftmarkedsanalysene modellerer ikke samspillet med økonomien som helhet. Det betyr at vesentlige skranker og effekter kan bli dårlig representert i analysene. Et eksempel er hvordan tilbud og etterspørsel etter ulike innsatsfaktorer samspiller.

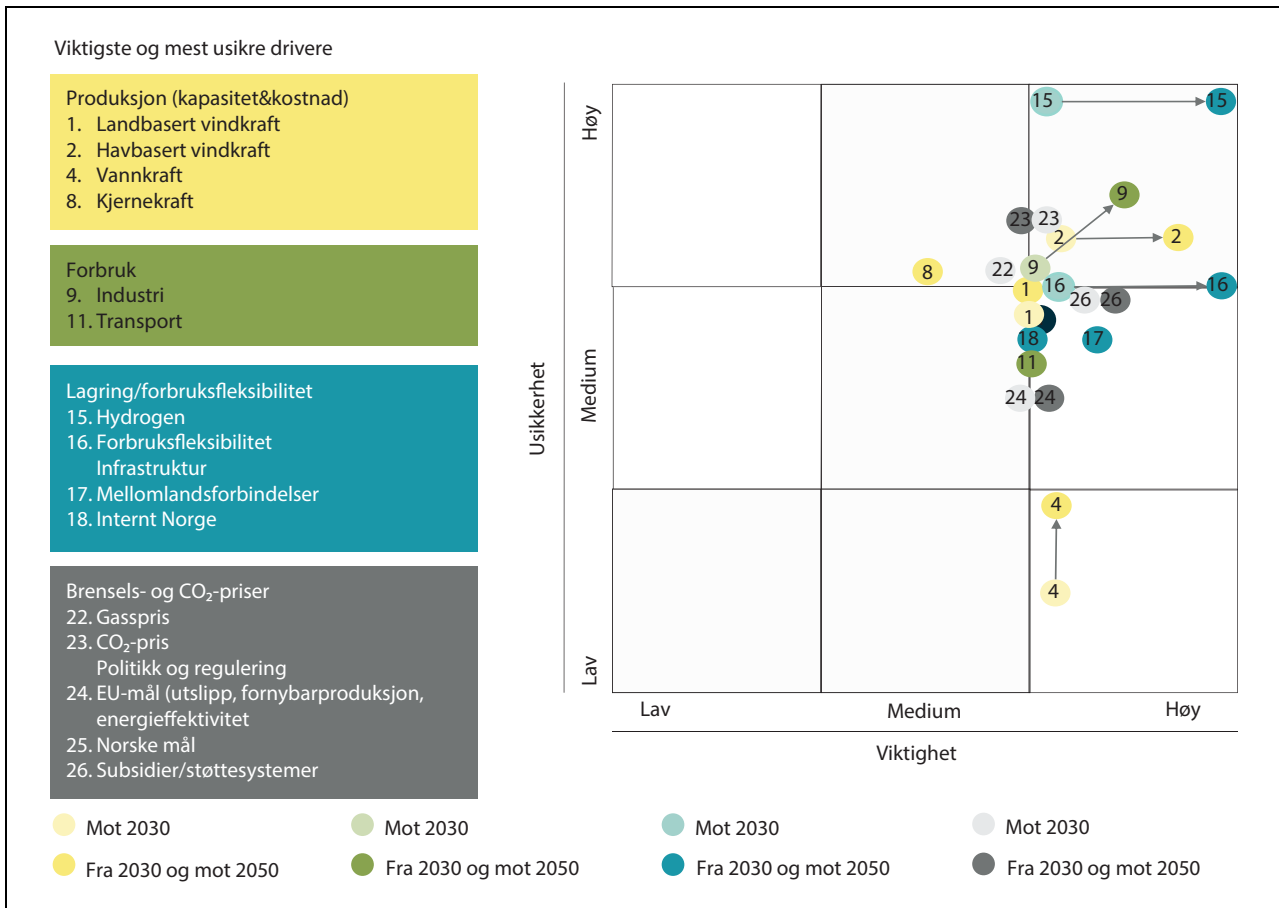
De langsiktige analysene av utvikling i bruk og produksjon av kraft er gjennomgått i kapittel 9 og 10.

11.1 Trender

Den fremtidige kraftbalansen og kraftprisene i Norge vil være avhengig av flere faktorer. Vi kaller dem *drivere* for utviklingen i det norske kraftmarkedet.

På oppdrag for Energikommisjonen har Multiconsult Norge AS og Thema Consulting Group utarbeidet en rapport om drivere og usikkerhet i langsiktige energimarkedsanalyser (Multiconsult og Thema, 2022). De finner bred enighet blant analysemiljøene om drivere og usikkerhetsfaktorer for energisektoren.

I gjennomgangen av viktige drivere er det skilt mellom produksjon, forbruk, lagring og forbrukerfleksibilitet, brenselspriser og CO₂-priser. Funnene er oppsummert i figur 11.1. Tabellen til venstre viser de viktigste driverne. Disse har ulike



Figur 11.1 Viktige drivere og tilhørende usikkerheter i langsiktige analyser

Kilde: Multiconsult og Thema (2022).

grader av viktighet og usikkerhet, som er illustrert til høyre i figuren. Den horisontale akse angir hvor viktig aktørene mener en driver er, mens den vertikale akse angir usikkerheten knyttet til den samme driveren. Pilene angir hvordan analysemiljøene vurderer at usikkerhet og viktighet for de ulike driverne utvikler seg fra 2030 til 2050. Driverne omtales nærmere under.

11.1.1 Mer fornybar kraft gir større prisvariasjoner

Innretningen på europeisk og nasjonal klimapolitikk og teknologiutvikling vil ha den klart viktigste påvirkningen på endringer i kraftmarkedet frem mot 2050, ifølge de analysemiljøene Multiconsult og Thema har intervjuet. Klimaomstillingen innebærer at fossile energikilder skal erstattes med fornybar kraft. Omstillingen skapes blant annet gjennom prising av klimagassutslipp, krav om elektrifisering og tiltak for å stimulere til økt fornybar kraftproduksjon. Analysemiljøene mener at det er stor usikkerhet om utviklingen i gass- og

CO₂-priser fremover, samtidig som de er viktige drivere for utviklingen.

Utviklingen i Europa og Norden er avgjørende for å forstå prisutviklingen i Norge. Overføringskapasiteten internt i Norden er stor, og det er betydelig overføringskapasitet mellom Norden og Nord-Europa. Norge vil få økt prisvariasjon når landene vi handler med får en mer væravhengig kraftproduksjon. Det at vi har mulighet til å magasinere vann, kan dempe prissvingningene innenlands. Vannkraftprodusentene kan ta høyde for at det blir perioder med lav produksjon av vind- og solkraft, og andre perioder med høy kraftproduksjon. Beslutninger om magasinering tas under usikkerhet blant annet om fremtidige priser, se kapittel 3 om Sintefs analyser av magasinering høsten 2021.

11.1.2 Produksjon

Utbygging av ny produksjonskapasitet er avhengig av politiske vedtak, herunder tillatelser til utbygging og klarhet i rammebetingelser. I tillegg

peker analysemiljøene på at kraftprisen og teknologiutviklingen vil være avgjørende for hvor mye som blir bygget, både for vann-, sol- og vindkraft. Etter 2030 forventes det at vindkraft vil stå for den største produksjonsveksten i Norge.

Samtidig er det usikkerhet rundt utbygging av vindkraft både på land og til havs. For landbasert vindkraft er usikkerheten særlig knyttet til konsesjonspolitikken og sosial og politisk aksept. For kraftproduksjon til havs er det knyttet usikkerhet til rammevilkår, teknologi- og kostnadsutvikling og nettløsningene, som tilknytningsland og -punkter.

Vannkraft spiller en avgjørende rolle i det norske kraftsystemet, men er viktig også i nordisk og europeisk sammenheng. Vannkraft forventes å bli en enda viktigere kilde til fleksibilitet i fremtiden, når uregulerbar kraft fra vind og sol utgjør en større andel av produksjonen.

11.1.3 Forbruk

Det er enighet om at etterspørselen etter kraft vil øke i årene fremover. Det er vurderingene av kraftetterspørselen i industrien som varierer mest i analysene. Enhver industrietablering vil legge beslag på viktige ressurser, og dermed redusere mulighetene for etablering av ytterligere industri som trenger de samme innsatsfaktorene.

Tilgangen på fornybar og relativt rimelig kraft er et fortrinn i Norge. Alt annet likt gir et høyere kraftoverskudd lavere kraftpris. Fortrinnet med lav kraftpris sammenlignet med landene rundt oss vil svekkes for hver industrietablering, og styrkes ved investeringer i kraftproduksjon og energieffektivisering. Ulike typer industri vektlegger kraftprisen forskjellig, og det er flere faktorer som påvirker om de etablerer seg i Norge, og da særlig mulighetene for nettilknytning (Oslo Economics, 2022), se kapittel 9.

Analysemiljøene forventer at eksisterende industri vil avkarbonisere og øke kraftforbruket i stor grad, enten direkte ved omlegging til elektrisitet eller indirekte gjennom bruk av hydrogen eller karbonfangst.

11.1.4 Lagring og fleksibilitet

Norge har alltid balansert kraftsystemet med vannkraftmagasinene. I fremtiden vil bl.a. batterier og hydrogen kunne spille en viktig rolle for å balansere systemet. Forbrukets tilpasning til produksjonen vil bli et veldig viktig bidrag til kraftbalansen. I tillegg vil teknologier som kan lagre energi når kraftprisen er lav, kunne levere tilbake i

energisystemet i perioder med lite fornybarproduksjon og høye priser.

Frem mot 2050 ventes det at en større del av forbruket vil være fleksibelt. Ny teknologi og automatisering muliggjør og forenkler flytting av forbruk i tid. Samtidig vil flere nye forbrukskategorier være fleksible fordi det vil være lønnsomt å tilpasse seg kraftprisen, enten ved å utnytte lave kraftpriser eller ved å unngå de høyeste prisene.

11.2 Kraftbalanse

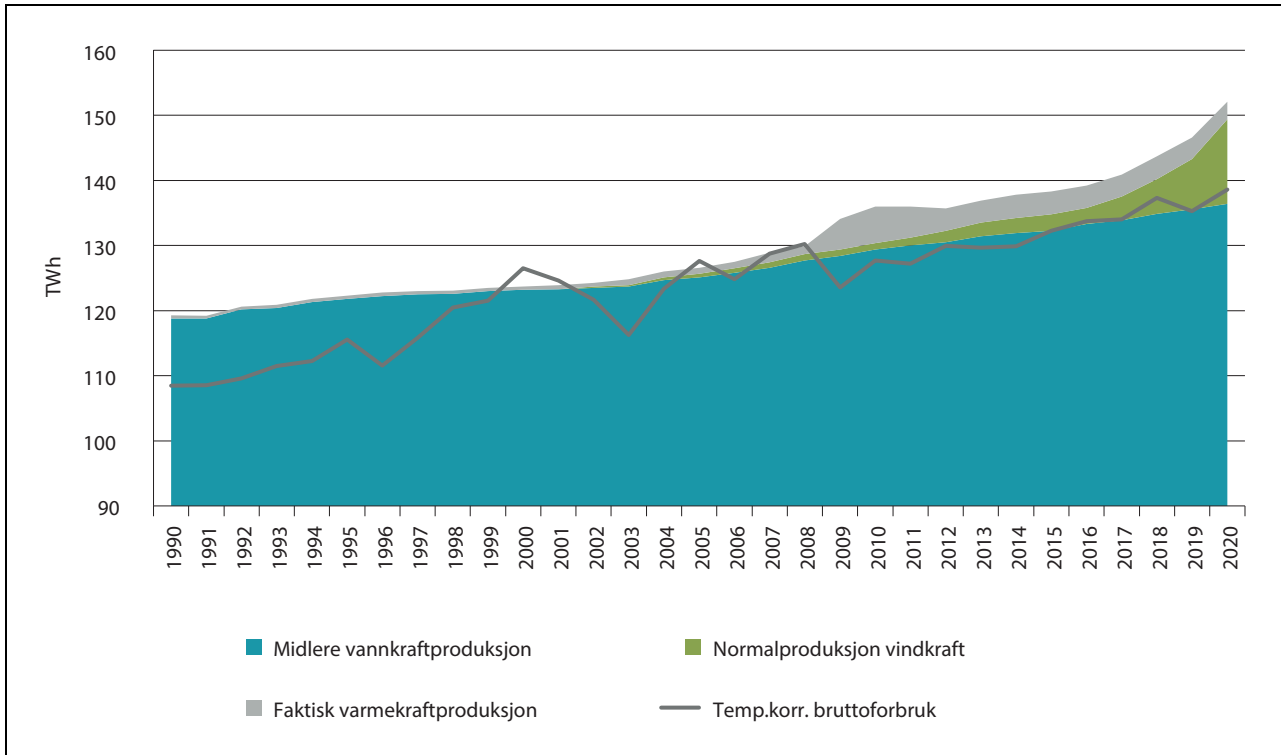
Det er store variasjoner i kraftbalansen fra år til år. Forbruket varierer med temperaturene og kraftproduksjonen varierer med tilsig og vindforhold. Investeringer på produksjonssiden og utviklingen på forbrukssiden har stor betydning for kraftbalansen. Norge er i dag nettoeksportør av kraft i normale år. Figur 11.2 viser utviklingen i kraftbalansen fra 1990 til 2020. Den mørke grå linjen viser temperaturkorrigert forbruk, mens den norske produksjonsevnen i et normalår vises i blått, grått og grønt. Den norske kraftbalansen er differansen mellom disse. Kraftoverskuddet sank i Norge fra 1990 mot 2000-tallet. Investeringer i vind- og varmekraft bidro til at det senere bygde seg opp et betydelig kraftoverskudd, til tross for at forbruket økte. I 2021 var kraftoverskuddet om lag 20 TWh.

En positiv kraftbalanse vil på kort sikt innebære at vi har et kraftoverskudd som må eksporteres. På lang sikt kan et overskudd av kraft innenlands helt eller delvis spises opp av økt forbruk hjemme, som igjen svekker kraftbalansen.

11.2.1 Kraftbalansen blir strammere

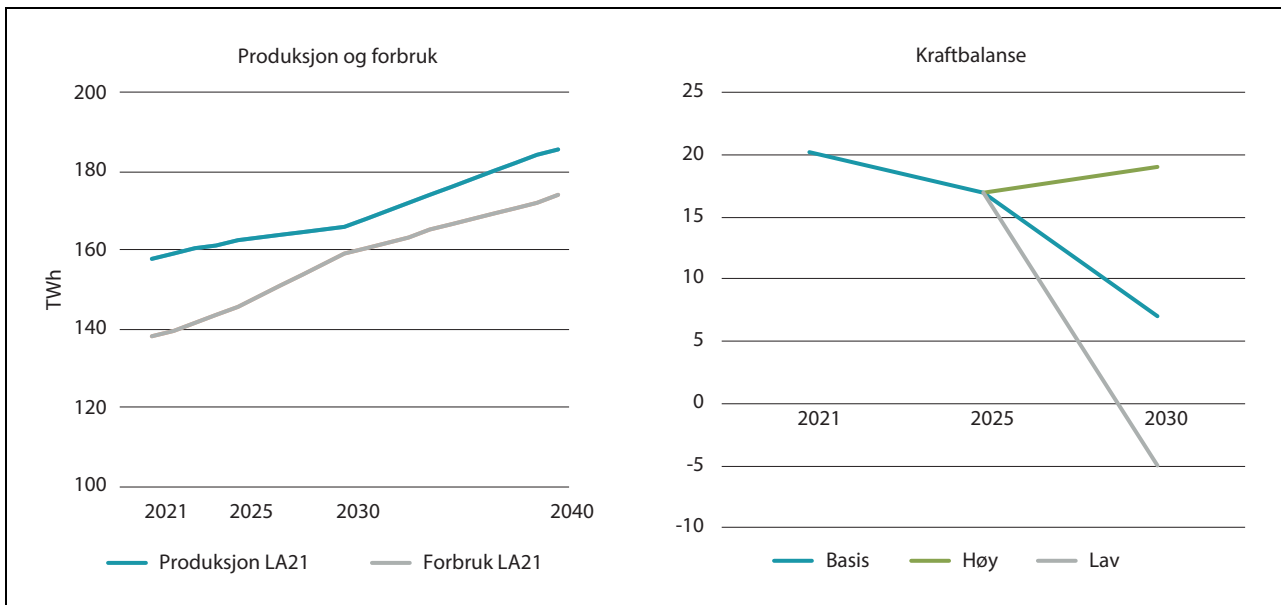
I sin 2021-analyse forventet NVE at kraftforbruket frem mot 2030 ville øke mer enn kraftproduksjonen, og at Norge dermed ville få en strammere kraftbalanse. Denne vurderingen ble delt av Statnett (2021) og Multiconsult og Thema (2022). I Statnetts siste kortsiktige markedsanalyse anslås Norge å få en negativ kraftbalanse i 2027 (Statnett, 2022). Uten ny produksjon kan underskuddet bli enda større om ikke forbruket reduseres på grunn av høyere priser i Norge enn i våre naboland. Statnett forventer at situasjonen vil snu til et overskudd på kraftbalansen etter hvert som det kommer inn betydelig mer kraftproduksjon lengre fram i tid.

Til venstre i figur 11.3 vises NVEs anslag for utvikling i produksjon og forbruk i den siste kraftmarkedsanalysen. I sitt basisalternativ ven-



Figur 11.2 Produksjonsevne og temperaturkorrigert forbruk 1990-2020, TWh/år

Kilde: Energifakta Norge (2022).



Figur 11.3 NVEs anslag for utvikling i produksjon og forbruk i Norge 2021-2040, og kraftbalanse 2021-2030 i basis, høyt og lavt scenario, TWh/år

Kilde: NVE (2021) og NVE (2022).

tet NVE at kraftbalansen skulle bli strammere frem mot 2030, med 7 TWh kraftoverskudd i et normalår. Fra 2030 til 2040 har de lagt til grunn en noe høyere vekst i kraftproduksjonen enn i

forbruket, slik at kraftbalansen i Norge styrkes noe.

Til høyre i figur 11.3 vises kraftbalansen fra 2021 til 2030 i NVEs analyse av sammenhengen

mellom kraftbalanse og kraftpris fra august 2022, for tre ulike scenarier. Scenariene er høyt og lavt scenario i deres analyse av kraftbalanse og priser fra august 2022, mens basisscenarioet er fra NVEs langsiktige markedsanalyse fra 2021. Høyt scenario gir et kraftoverskudd på 19 TWh i 2030. I scenarioet skyldes det høye overskuddet utbygging av mye havvind, lavere forbruksvekst og mer energieffektivisering enn i basisscenarioet. Det lave scenarioet gir en negativ kraftbalanse på 5 TWh. Kraftunderskuddet i lavt scenario følger av at det kommer 12 TWh høyere forbruksvekst enn i basisscenarioet. Forbruksveksten i det lave scenarioet kommer i lett industri, datasentre og hydrogen. Det legges også til grunn mindre energieffektivisering i bygg.

11.2.2 Ulikheter i fremskrivninger av kraftbalansen

En sammenligning av NVEs og Statnetts analyse kan gi innsikt i hvordan kraftbalansen påvirkes av enkelte forutsetninger. Det er mange ulikheter i modellapparatene og i forutsetninger for beregningene. En sammenligning kan derfor ikke brukes til presise konklusjoner.

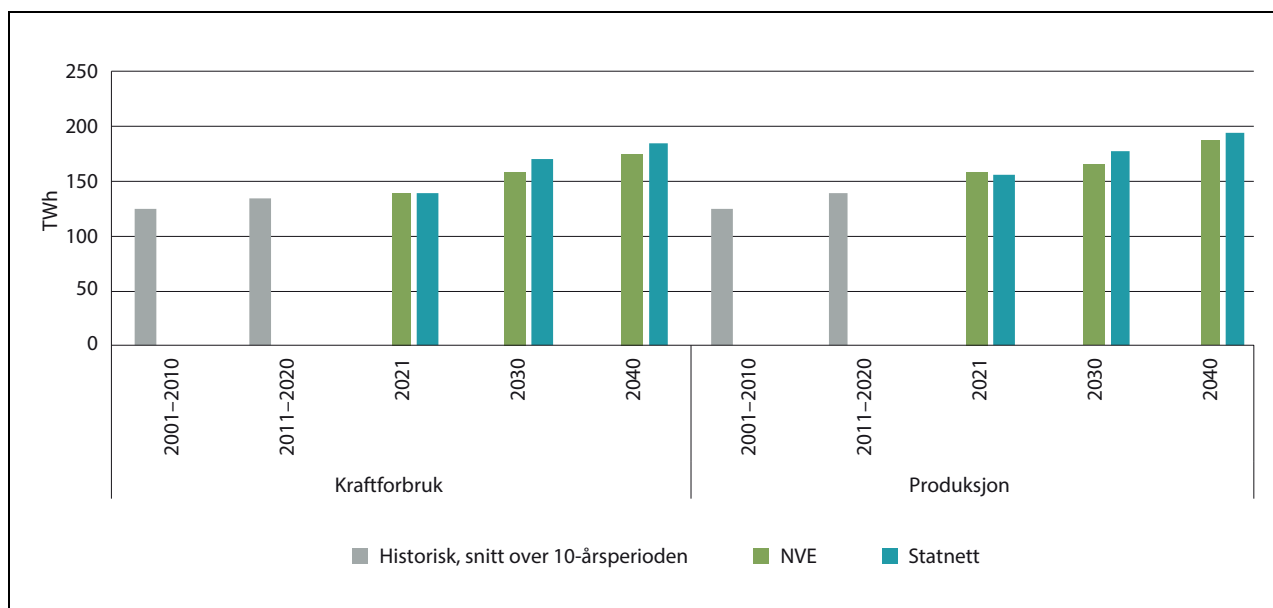
NVEs langsiktige markedsanalyse fra 2021 la til grunn eksisterende og vedtatt klimapolitikk og kjente virkemidler. Statnetts analyse la til grunn netto nullutslipp i 2050. For norsk industriforbruk legger både NVE og Statnett til grunn kjente planer, men med en justering for det de mener er rea-

listisk. Statnett fremskriver en høyere og raskere vekst i forbruket enn NVE. I etterkant har Miljødirektoratet (2022) publisert en partiell analyse med tiltak som vil kutte klimagassutslippene i kvotepiktig sektor med 67 prosent utover dagens forpliktelse. Denne analysen trekker i retning av et enda høyere kraftbehov enn det NVE og Statnett har beregnet, se omtale i kapittel 9.

Både NVE og Statnett finner at det vil være et kraftoverskudd i 2030, men på ulike premisser blant annet om klimapolitikken og kraftutbygging. Normalårsproduksjonen er av NVE beregnet til om lag 157 TWh i 2022, se kapittel 5. I Statnetts analyse ventes det en økt kraftproduksjon på om lag 18 TWh i 2030, mens NVEs analyse gir en økt produksjon på om lag 9 TWh. Det er vindkraftproduksjon som utgjør størst forskjell mellom NVEs og Statnetts analyser mot 2030. I kapittel 10 er det vist til at det med dagens gitte konsesjoner kan være mulig å bygge nye kraftverk som gir om lag 9 TWh kraftproduksjon innen 2030. Dette inkluderer vann- og vindkraft.

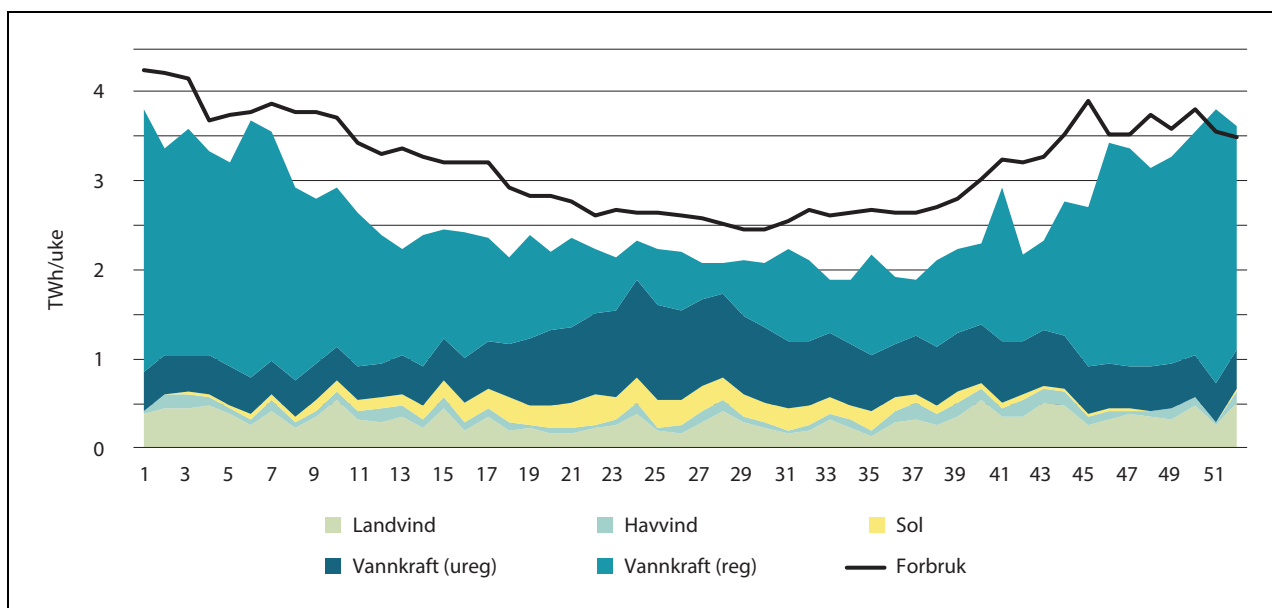
For å opprettholde dagens kraftbalanse vil det ifølge både NVE og Statnett være behov for betydelig mer produksjon enn det er gitt konsesjoner til i dag, og betydelig mer energieffektivisering enn det de har lagt inn i analysene.

Figur 11.4 viser historisk utvikling av kraftbalansen og fremskrivingene i NVEs og Statnetts analyser. Vi ser at kraftforbruket stiger. Statnett forventer i tillegg en økning i produksjonen som er høyere enn vi har sett historisk.



Figur 11.4 Kraftforbruk og produksjon, historisk og i NVEs og Statnetts langsiktige kraftmarkedsanalyser, TWh/år

Kilder: NVE (2021) og Statnett (2021).



Figur 11.5 Kraftforbruk og fornybarproduksjon i et kaldt og tørt Norge i 2030, TWh/uke

Kilde: Thema og Multiconsult (2022).

11.2.3 Kraftutveksling i tørrår og våtår

Den største utfordringen knyttet til kraftbalansen i det norske kraftsystemet er de store variasjonene i tilsiget av vann mellom år. Selv om vi har et stort kraftoverskudd i normale år, kan det være behov for import i tørre år. Overføringskapasitet mot utlandet reduserer tørrårsutfordringen. Et stort kraftoverskudd vil gjøre oss mindre sårbare i tørrår enn om kraftbalansen er stram.

Simuleringer gjort i Themas kraftmarkedsmodell viser at det kan forventes et kraftoverskudd i Norge på omtrent 7 TWh i 2030 i et år med gjennomsnittlig vær (Thema og Multiconsult, 2022). Dette overskuddet vil bli eksportert. Den forventede utvekslingen med utlandet varierer imidlertid mye. I ekstreme tørrår vil det være et stort kraftunderskudd i Norge. Dersom produksjonskapasitet og etterspørsel etter kraft utvikler seg som i Themas fremskrivninger, vil værforhold som i det kalde og tørre året 2010 gi et kraftunderskudd på i størrelsesorden 35 TWh i 2030.

For å illustrere situasjonen i et kaldt og tørt år har Thema simulert 2030, men med forbruk som i det kalde vøreåret 2010. Figur 11.5 viser forbruket gjennom året i 2030, basert på de lave temperaturene i 2010, illustrert med heltrukken linje. De fargede feltene viser produksjonen gitt at vi får et tørrår som i 2010. Norge vil ha nettoimport hver uke i dette scenarioet.

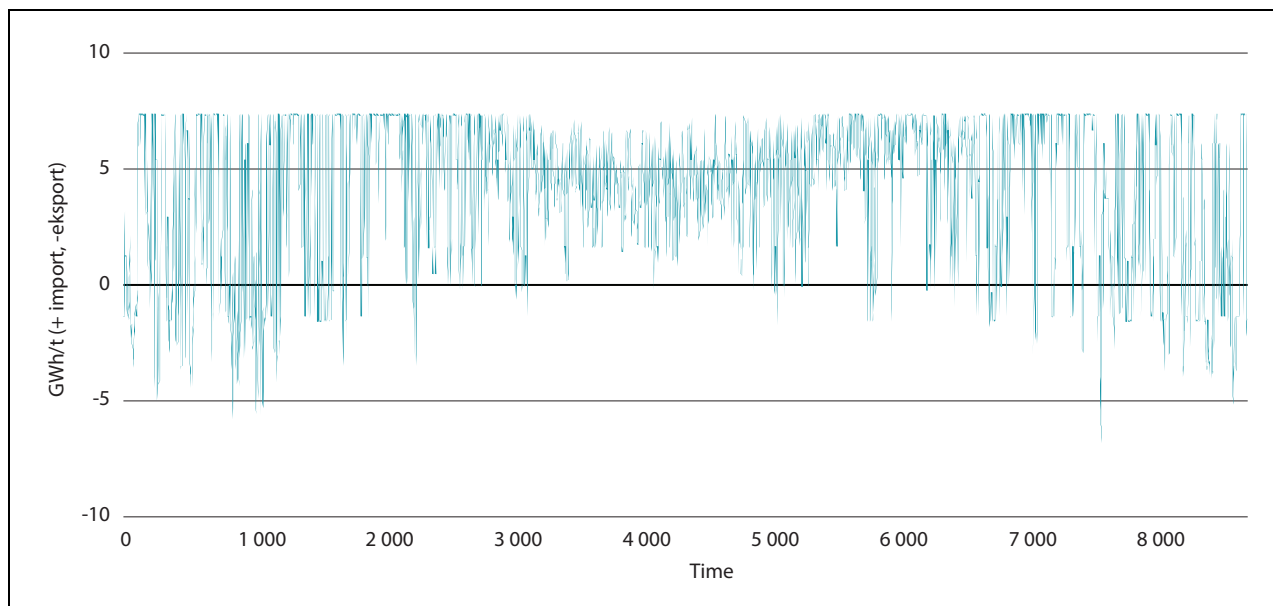
Figur 11.6 viser Themas simulering av kraftutvekslingen i 2030 med værforhold som i tørråret

2010, time for time. Den maksimale importkapasiteten på 9 GW blir i simuleringen utnyttet i mer enn 1200 timer. Det er også eksport i noen timer. Norge vil importere omtrent 1 TWh per uke i de knappeste periodene

Energiutfordringene i et slikt tørrår oppstår typisk noen uker i mars og april. Importkapasiteten er for liten til å dekke hele etterspørselen og det er nødvendig å ha reserver på våren. Ifølge Themas analyse må vi ha 6,5 TWh kraft tilgjengelig i vårknipa, i form av magasinkraft og forbruksfleksibilitet, for å unngå rasjonering. I 2010 ble det produsert 16 TWh kraft ved å bruke vann som var lagret fra tidligere år. Importen gjennom året gjør at det blir spart vann som kan utnyttes på tampen av tappesesongen. Historisk har norske magasin-fyllingsnivåer aldri kommet lavere enn om lag 16 TWh.

I et tørrår må det i tillegg påregnes høye priser til sluttbrukerne. Erfaringene fra vinteren 2021/2022 er at forbrukerresponsen kan bli av betydning i en situasjon med høye priser. Dette er omtalt nærmere i kapittel 9. Forbrukerrespons er ikke lagt inn i Themas analyse, slik at underskuddet i realiteten vil være lavere enn 35 TWh.

I simuleringene blir den maksimale importkapasiteten i et normalår bare benyttet 120 timer, og i et våtår blir den aldri benyttet. Timene med import fordeler seg gjennom året, og i alle ukene er det både timer med eksport og timer med import.

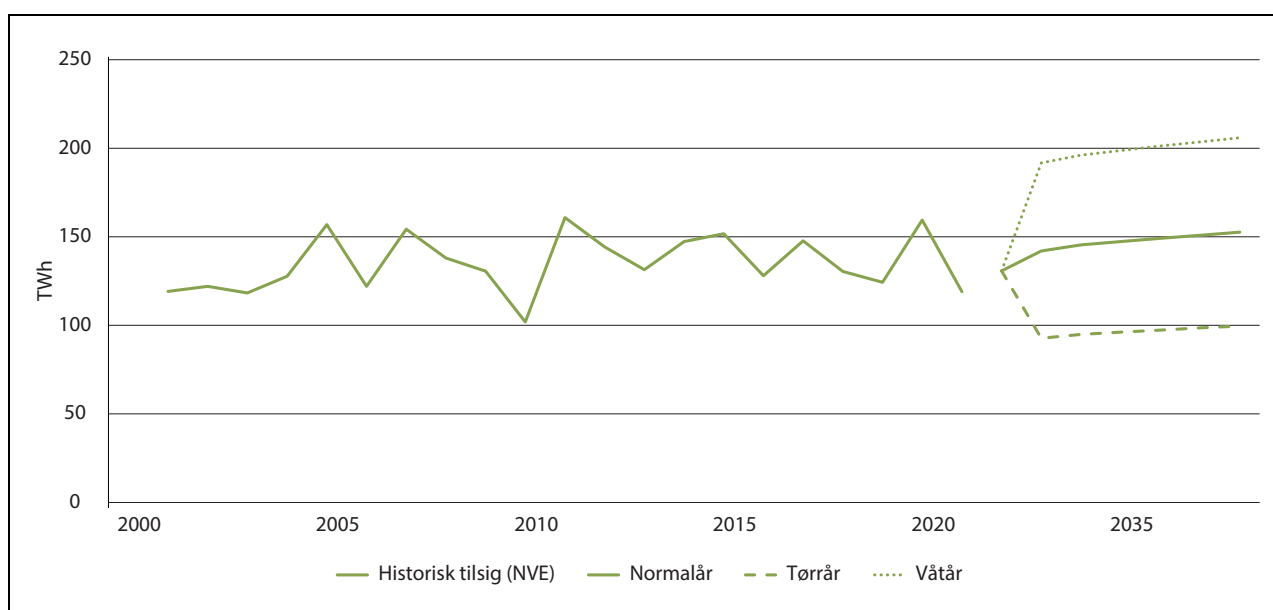


Figur 11.6 Import og eksport av kraft i et tørrår time for time, GWh/h

Kilde: Thema og Multiconsult (2022).

Figur 11.7 viser det historiske tilsiget fra 2000 til 2021 og Themas prognose for utviklingen fremover i normalår, tørrår og våtår. Figuren illustrerer at forskjellen mellom tilsiget i våte og tørre år forventes å bli større fremover. Utenlandsforbindelsene gir oss muligheter til å utnytte vannressursene godt i våte år gjennom å eksportere overskuddet. Med et stort kraftoverskudd får vi utnyttet mindre av det som kommer av ekstra vanntilsig i våte år, fordi mye av eksportkapasiteten blir beslaglagt av ordinær produksjon.

I år med høy magasinutfylling er verdien av vannet lav. Kraft blir likevel produsert, ellers er det risiko for at magasinene renner over og at vannet går tapt. Kraftprodusentene kan i slike situasjoner ikke spare vannet til et tidspunkt hvor kraftprisen er høy. Vannverdien blir dermed lavere enn når vi er i en importsituasjon og prisen blir bestemt av kostnaden for kull- og gasskraft. Brensels- og CO₂-prisene får mindre innvirkning på vannverdiene og norske kraftpriser i situasjoner med høy magasinutfylling.



Figur 11.7 Historisk tilsig og prognoser for tilsig i normalår, våtår og tørrår, TWh

Kilde: Thema og Multiconsult (2022).

Fremover vil et varmere og våtere klima føre til at det samlede vanntilsiget i Norge øker. Økningen i tilsig blir størst om vinteren, mens tilsiget på sommeren blir redusert på grunn av mindre snø- og bresmelting. Mesteparten av økningen i tilsig kan utnyttes til vannkraftproduksjon (NVE, 2019). Det vil imidlertid kunne være store regionale forskjeller.

11.3 Priser og prisvariasjon

Vannverdien spiller en sentral rolle for prisnivået, og den påvirkes av prisutsiktene i Europa, men også av kraftbalansen. Når det er mye uregulerbar kraftproduksjon i Norge kan prisene bli betydelig lavere i Norge enn i Europa. Eksportkapasiteten utnyttes da fullt ut. Tilsvarende kan vi ha høyere priser enn områdene rundt oss i tørrår når vi har stort behov for import. I enkelttimer med svært lave eller svært høye priser i områdene rundt oss, bidrar fleksibel vannkraft til at utvekslingskapasiteten utnyttes fullt ut og vi får mindre prisvariasjoner enn markedene rundt oss. Mot 2040 og 2050 vil vannverdiene fortsatt spille en sentral rolle for prisdannelsen i Norge.

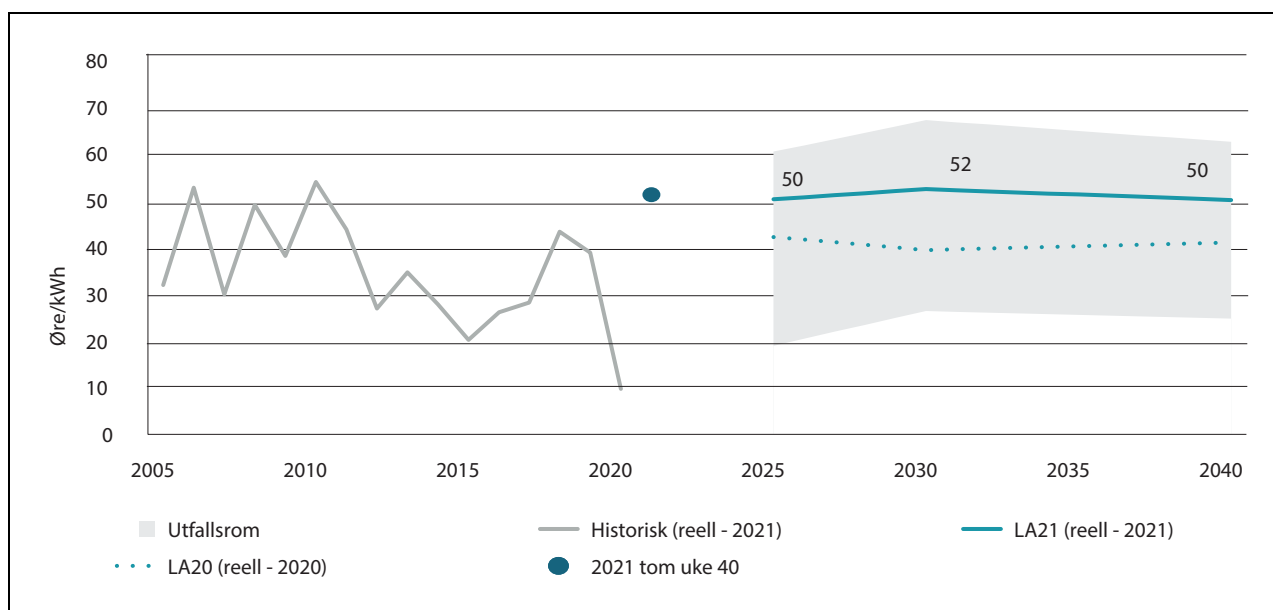
I en studie av over 43 scenarier i 15 ulike nordiske kraftmarkedsanalyser viser Chen et. al. at prisnivået for kraft i de nordiske landene er forventet å være sterkt korrelert med kostnadene ved gasskraftproduksjon (gass som brensel og CO₂-kostnader), (Chen, Hexeberg, Rosendahl & Bolkesjø, 2021). Over tid vil prisen i Norge der-

med avhenge av forbruksvekst, produksjonskapasitet, brenselpriser, CO₂-priser og utvekslingskapasitet. Prisene vil derimot i enkeltperioder variere med nedbør, temperatur og vind- og solforhold. I perioder med mye vind- og solkraftproduksjon vil prisen være lav.

11.3.1 Prisnivå i Norge

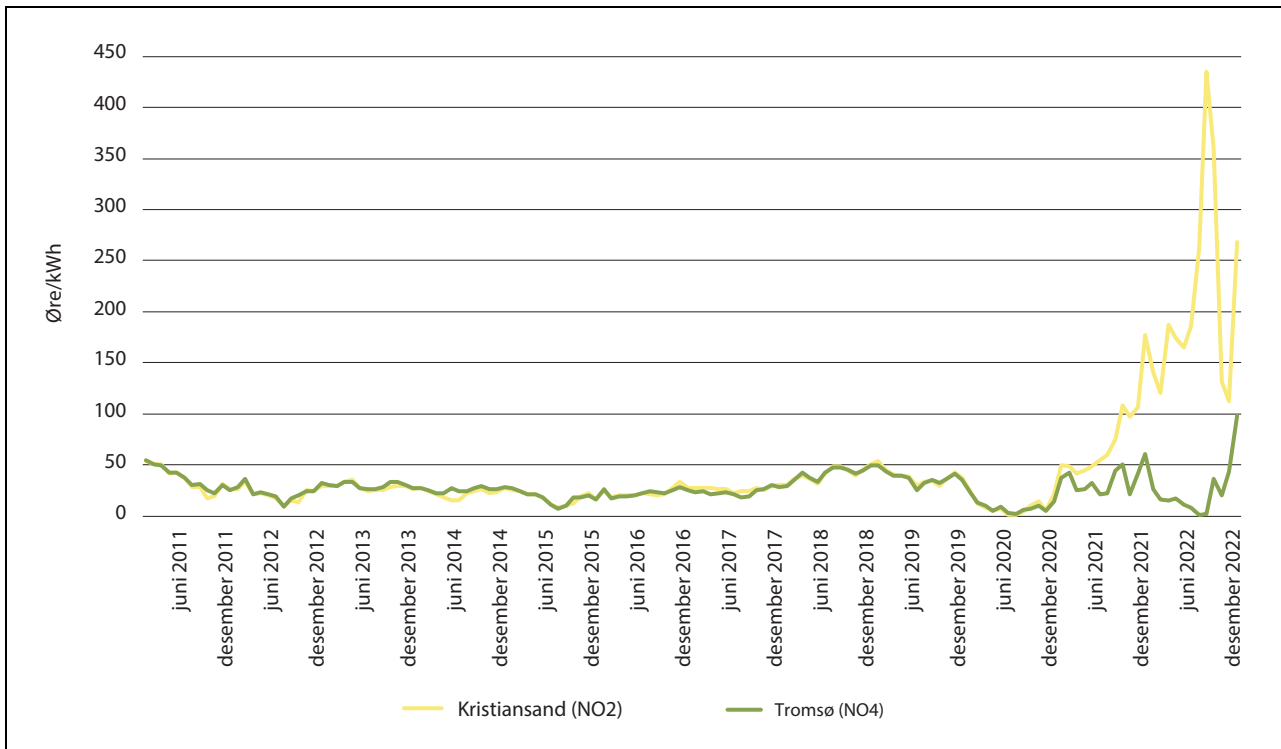
NVE anslo i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2021 at prisene frem mot 2040 vil være betydelig høyere enn gjennomsnittet de foregående 20 årene. Bakgrunnen for dette var at de så for seg høyere CO₂-pris og en økning i utvekslingskapasiteten mellom Sverige og Tyskland, og mellom Danmark og Storbritannia. Figur 11.8 viser til venstre historiske, årlige gjennomsnittspriser i Norge (grå linje). Til høyre viser figuren vektet gjennomsnittlig norsk kraftpris fra 2025 til 2040. Den heltrukne linjen er NVEs basisscenario i analysen i 2021 og den stiplede linjen er fra analysen i 2020. Utfallsrommet rundt basisbanen (skravert felt) følger av ulike antagelser om brensel- og CO₂-priser. Alle priser er i 2021-kroner.

Mot 2030 forventet NVE priser i området 45-55 øre/kWh i Norge, med et utfallsrom på 20-30 prosent. Prisene i Nord-Norge var ventet å ligge lavere, prisene i Midt-Norge i midten og Sør-Norge høyest. Mot 2040 forventet NVE at nivået skulle bli noe lavere i Sør-Norge, rett i overkant av 50 øre/kWh. Utviklingen i gass- og CO₂-prisen var ventet å være sentral for prisutviklingen i årene frem mot 2030, mens det mot 2040 er utviklingen i



Figur 11.8 Historiske og anslåtte fremtidige kraftpriser, øre/kWh

Kilde: NVE (2021).



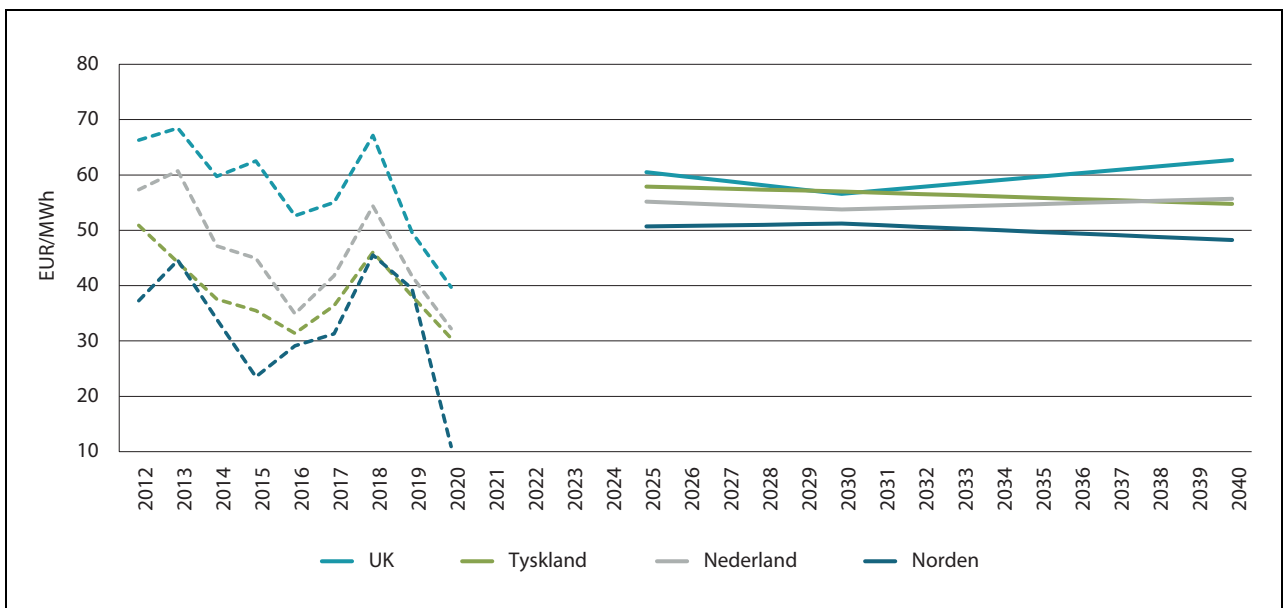
Figur 11.9 Spotpris i NO2 (Sør-Norge) og NO4 (Nord-Norge) 2011- 2022, øre/kWh

Kilde: Nord Pool (2022).

hydrogen, batterier og utkoblingspriser for forbruk som er viktigst.

Både NVE og Statnett har lavere gjennomsnittspriser i Nord-Norge enn i Sør-Norge i sine analyser, og reduserte forskjeller mot 2040. Dette skyldes

at nettkapasiteten nord-sør i Norge og Sverige ikke er høy nok til å utligne prisene. Det siste året har prisforskjellene mellom nord og sør vært betydelig større enn det vi har erfart tidligere, se figur 11.9. NVE skriver at «hvis prisnivået på kontinen-



Figur 11.10 Historiske og simulerte gjennomsnittlige kraftpriser i Storbritannia, Tyskland, Nederland og Norden,¹ Euro/MWh, 2021-priser

¹ Historiske kraftpriser t.o.m. uke 35 i 2021.

Kilde: NVE (2021).

tet og Storbritannia øker, blir prisforskjellene mellom nord og sør i Norge større». NVEs og Statnetts analyser av prisforskjellene tok utgangspunkt i en normalsituasjon, ikke dagens ekstrem-situasjon.

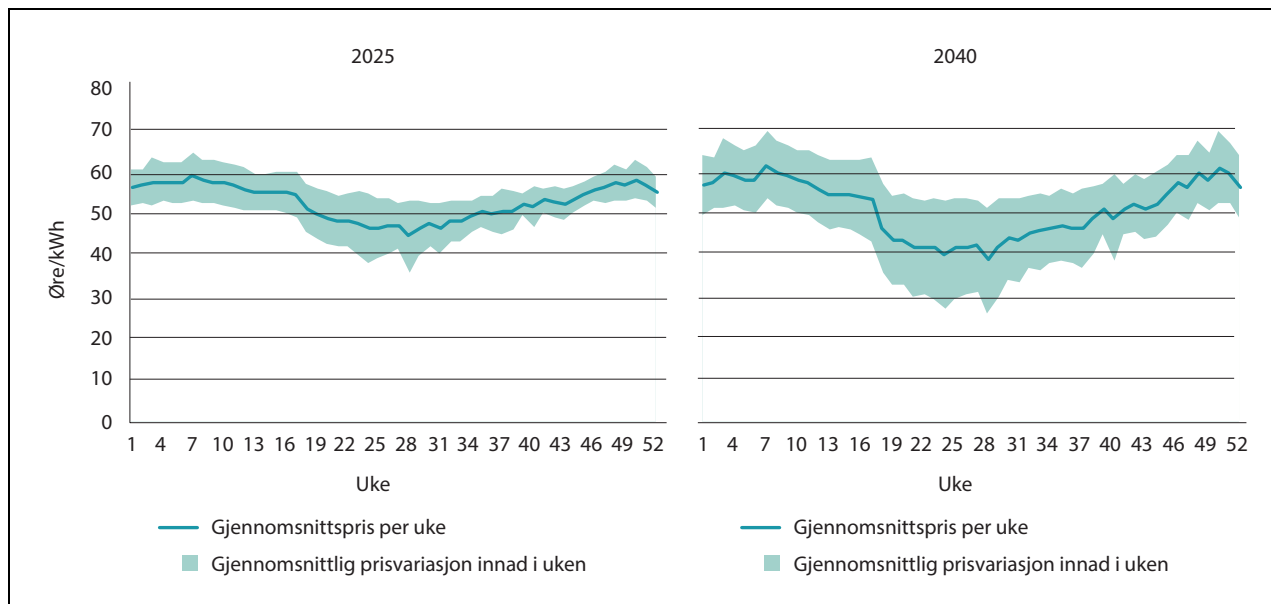
Selv om det ikke er gjort spesifikke analyser, må det legges til grunn at flaskehalsene i nettet gjør at prisforskjellene mellom nord og sør vil være store i en tid fremover dersom dagens gass- og kraftpriser i Europa vedvarer. Over tid vil utviklingen i de regionale kraftbalansene og nettkapasitet påvirke områdeprisene. Situasjonen i Sverige påvirker også prisforskjellene i Norge. Det svenske nettet har betydelig høyere kapasitet nord-sør enn det norske. Både det norske og svenske nettet brukes dermed til å transportere kraft mellom landsdelene i Norge. Utviklingen i svenske regionale kraftbalanser blir derfor også viktig for prisutviklingen i Nord-Norge. Det er store planer for industrietablering i nord, både på svensk og norsk side. Samtidig er det gode vindressurser som kan utnyttes, som kan bygges ut på begge sider av grensen.

De høye prisene i Europa i dag er først og fremst knyttet til høye gasspriser som følge av at russisk gass i stor grad er borte fra markedet. Det reiser spørsmål om overgangen fra dagens situasjon til en ny normal, se boks 11.1.

11.3.2 Norge får lavere prisnivå enn Europa

Både Statnetts og NVEs analyser viste at prisen i Norden i gjennomsnitt ville ligge på et lavere prisnivå enn i Europa, både i 2030 og 2040. I figur 11.10 vises kraftprisen i Norden, Storbritannia, Tyskland og Nederland for perioden 2010 til 2020, og NVEs simuleringer av fremtidige priser i de samme landene.

Selv om kraftprisen i gjennomsnitt ventes å være lavere i Norden enn i de landene vi handler med, er det forventet at det også vil oppstå situasjoner der prisen i Norden blir høyere. Vind- og solkraftproduksjon har lavere brukstid enn mange av produksjonsteknologiene som er i dagens system. For å sikre en viss produksjon i perioder med lite vind og sol, vil økningen i den installerte ytelsen i Europa måtte øke mer enn det energiproduksjonen vil øke med. I perioder med gode vind- eller solforhold vil produksjonen bli svært høy, og prisene blir lave. I situasjoner med høy produksjon kan Europa få lavere priser enn Norge, og det vil skje oftere enn før. I perioder med dårlige vind- og solforhold må dyre teknologier tas i bruk, og prisen i Europa kan da bli høyere enn i Norge. Vi må også forvente at prisene i Norden fortsatt vil påvirkes av tilsig til vannmagasinene, og at de kan være høyere enn i Europa i tørrår.



Figur 11.11 Simulert gjennomsnittlig kraftpris og prisvariasjon per uke i Sør-Norge (NO2) for 30 ulike værår, i 2025 (venstre) og 2040 (høyre), øre/kWh

Kilde: NVE (2020).

11.3.3 Større prisvariasjon i Norge

I Norge har prisene tradisjonelt variert med utetemperatur og tilsig til vannkraftverkene. Den store overgangen til mer vind- og solkraft i Europa og forventninger om høyere CO₂- og brenselpriser, gjør at både Statnett og NVE venter større variasjoner i kraftprisen fremover. Fossil kraftproduksjon ventes å bli faset ut mot 2040, men vil fortsatt kunne sette prisen i perioder med lite vind. I figur 11.11 illustreres NVEs simuleringer av prisvariasjon i årene som kommer.

Til venstre i figuren vises sesongvariasjonene i 2025, og til høyre vises variasjonene i 2040. Den heltrukne linjen viser ukentlige kraftpriser, mens utfallsrommet rundt linjen viser den forventede gjennomsnittlige prisvariasjonen for 30 værår. Utfallsrommet beskriver ikke ekstremtilfeller, som for eksempel nullpriser i enkelttimer om sommeren. Det er fordi figuren viser gjennomsnittlig ukesvariasjon. NVEs simuleringer viser

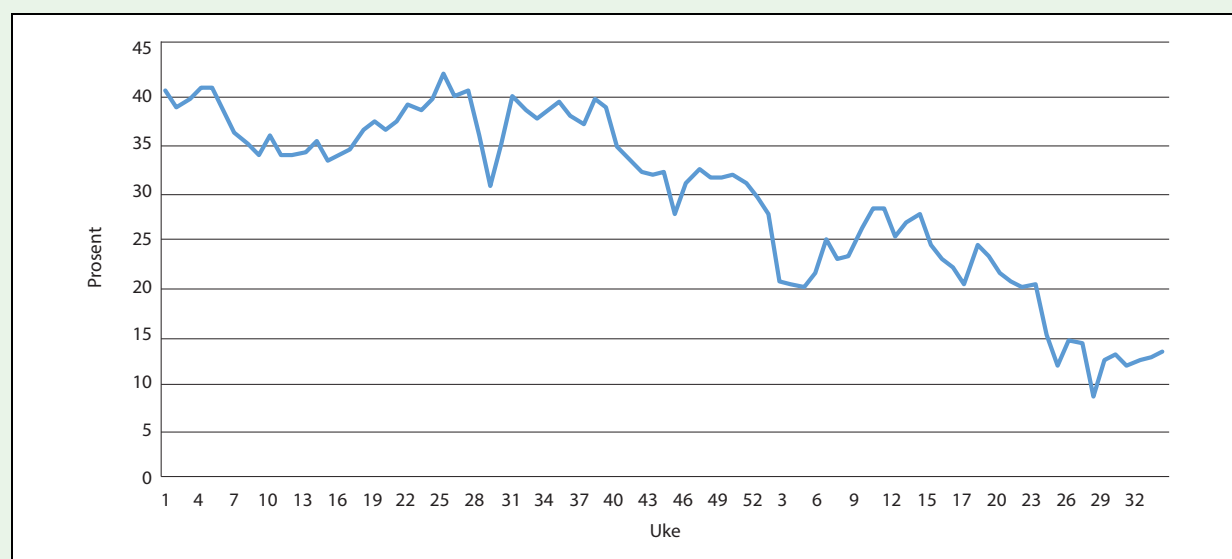
at kraftprisene fremover vil variere mer både fra dag til dag, fra sesong til sesong og fra år til år. Prisen vil være høyest og prisvariasjonen størst om vinteren.

Statnett peker i sin analyse på at variasjonene i kraftprisene vil slå ulikt ut for ulike grupper. Industrien kan oppnå lavere priser enn snittprisene, ved at de justerer forbruket i perioder med særlig høye priser. Husholdningene, som har større forbruk på vinteren enn om sommeren, ventes derimot å stå overfor høyere priser enn gjennomsnittsprisen over året. Vannkraftprodusenter med magasiner vil oppnå en høyere pris enn produsenter med liten lagringsevne. Solkraft og elvekraft vil i Statnetts analyse oppnå nær halvparten av prisene som magasinkraftverkene mot 2040. Vindkraft oppnår høyere priser enn solkraft og elvekraft, og havvind oppnår noe lavere priser enn vindkraftverk på land, se også kapittel 10.2.2.

Boks 11.1 Overgangen til en mer normal situasjon

Russlands invasjon av Ukraina med påfølgende høye energipriser i Europa har skapt usikkerhet om energiprisene i Europa. Det er flere faktorer som vil påvirke energiprisene det nærmeste tiåret. Globale gasspriser og Europas tilgang til gass er blant de viktigste. I det europeiske kraftmarkedet spiller gasskraft en sentral rolle. Ettersom gasskraft ofte er den marginale produksjonsteknologien, spiller gassprisen en vesentlig

rolle for den europeiske kraftprisen. Gassprisen settes til dels i et globalt marked og er påvirket av kostnadene knyttet til å utvinne og transportere gass og forventninger om fremtidig lagerbeholdning og gassforbruk. Normalt har Europa fått store deler av sin gass levert gjennom rør fra Russland og Norge. Etter at krigen i Ukraina startet har russisk gass fått en gradvis lavere andel i europeisk gassforsyning.



Figur 11.12 Russisk andel av europeisk gassimport 2021–2022

Kilde: Bruegel og Entso-G (2022)

Forts. Boks 11.1

Etter hvert som den russiske andelen av Europas gassforsyning har gått ned, har Europas gas-simport i større grad blitt basert på LNG. Dette er naturgass som kan transporteres i væskeform med skip. For å kunne basere seg på LNG, er det nødvendig med tilstrekkelig havneinfrastruktur og anlegg for å omgjøre væsken til naturgass igjen. Videre må gassrørledningene kunne håndtere at gassen sendes i andre retninger enn tidligere.

Det vil ta tid å bygge ut LNG-kapasitet som kan erstatte russisk rørgass, både når det gjelder gassproduksjon, transport og infrastruktur. Det er satt i gang betydelige investeringer i lagrings- og flytende regassifiseringsanlegg i Europa. Enkelte av anleggene vil stå klare allerede ved utgangen av 2022. Europa konkurrerer imidlertid med blant annet Asia om å importere LNG.

Flere analysemiljøer peker på at mer gass kan bli tilgjengelig og at transport og infrastruktur kan bygges ut utover 2020-tallet. Både Nord-Amerika og Qatar har store gassressurser, og ventes å levere store deler av sin LNG-produksjon til Europa fremover. Lavere gasspriser vil trekke europeiske kraftpriser betydelig nedover sammenlignet med de ekstraordinært høye prisene vi ser i dag. Det er også usikkert hva som vil skje med de russiske gassfeltene som historisk har levert gass til Europa. I dag er det i liten grad mulig å få transportert denne til andre områder. Over tid kan dette endre seg.

Utviklingen i gassmarkedet avhenger heller ikke bare av produksjon og transport av gass. I

mange deler av Europa brukes gass til oppvarming, og en overgang til elektrisitet vil redusere gassforbruket og øke kraftteterspørselen.

I «REPowerEU» lanserer EU ambisjoner om en raskere utbygging av fornybar kraftproduksjon. Dette vil, alt annet likt, øke tilbudet og dermed bidra til lavere kraftpriser i Europa.

Også for den norske kraftprisen vil de europeiske forholdene være avgjørende. Heller ikke i Norge er det enkelt å få på plass mye ny kraftproduksjon raskt. Utviklingen i europeiske kraftpriser blir derfor viktig for Norge. I tillegg til tilslaget i vannmagasinene, er det grunn til å forvente at utviklingen i tilbudet av LNG på det globale markedet kommer til å påvirke hvor raskt norske priser kommer ned til mer normale nivåer.

Gassprisene for levering både på kort og lang sikt er i dag i en fallende trend. Til tross for historisk lav produksjon i Sør-Norge, falt strømprisene i denne delen av landet utover høsten 2022. I oktober 2022 var den gjennomsnittlige fyllingsgraden i EUs medlemsland over 92 prosent. Mildvær bidro også til et lavere gassforbruk enn normalt. Forbedringen i tilgangen på gass førte også til en reduksjon i de europeiske strømprisene. Lavere europeiske strømpriser bidro dermed til at Sør-Norge kunne importere strøm til lavere priser. Usikkerheten om hvordan gassmarkedet vil utvikle seg fremover, er likevel stor.

11.4 Sammenheng mellom kraftbalanse og priser

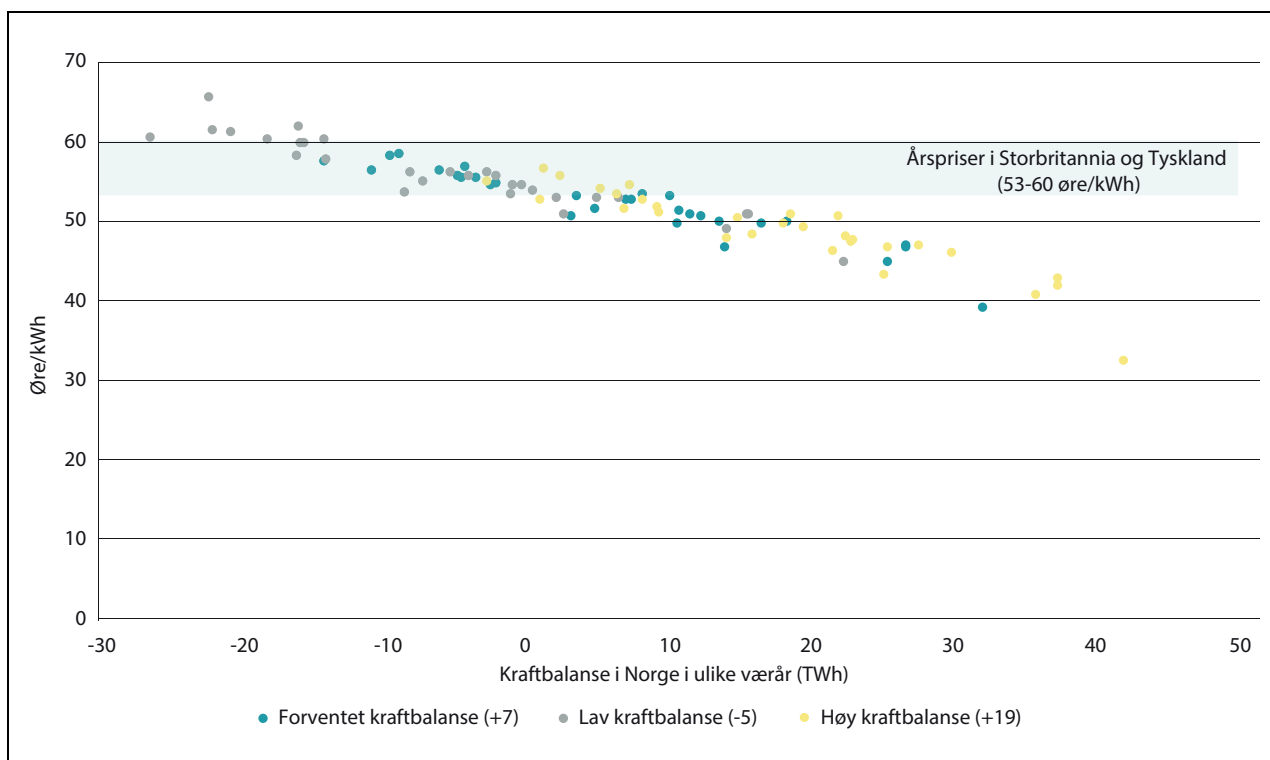
Kraftbalansen gjennom året påvirker kraftprisene i Norge. Med et høyt kraftoverskudd vil det bli nettoeksport i mange timer, inkludert timer med lave priser i våre naboland. Vannverdiene blir lave, vannkraftprodusentene legger seg lavere i pris i sin budgivning, og vi får lave priser i Norge. Motsatt vil prisene i Norge bli høye i år med kraftunderskudd og bidra til tilstrekkelig kraftimport.

I et notat fra august 2022 ser NVE på sammenhengen mellom norsk kraftbalanse og prispåvirkning fra europeiske kraftpriser (NVE, 2022). De

tar utgangspunkt i sin langsiktige markedsanalyse fra 2021.

NVE finner at det kreves et svært stort kraftoverskudd i Norge for at de norske kraftprisene ikke skal påvirkes av europeiske priser. Et slikt kraftoverskudd kan kun oppstå i år med svært høy kraftproduksjon, i praksis tilsvarende et våtår. Det er teoretisk mulig å bygge opp en så høy underliggende kraftbalanse at vi ikke påvirkes av europeiske priser i normale år, men da vil den norske produksjonsevnen være stor, få mindre verdi og vi må regne med at verdifullt vann går til spille. Ikke minst vil dette være tilfelle i våte år.

NVE har beskrevet en situasjon med de samme internasjonale priser som er lagt til grunn



Figur 11.13 Gjennomsnittlig kraftpris i Norge (øre/kWh) i 2030 og norsk kraftbalanse (TWh) for 30 ulike værår i basisbanen (forventet kraftbalanse), lav kraftbalanse og høy kraftbalanse

Kilde: NVE (2022).

i basisfremskrivningen, se kapittel 11.3.1, og beregnet norske priser for 30 ulike værår. De har også analysert en høyprissituasjon, for å gjenspeile markedssituasjonen i Europa i 2021/22. I høyprissituasjonen blir det større kortsiktig prisvariasjon enn i basistilfellet. Prisforskjellen blir særlig stor mellom timene når fornybar kraft er prissettende og timene når gasskraft er prissettende.

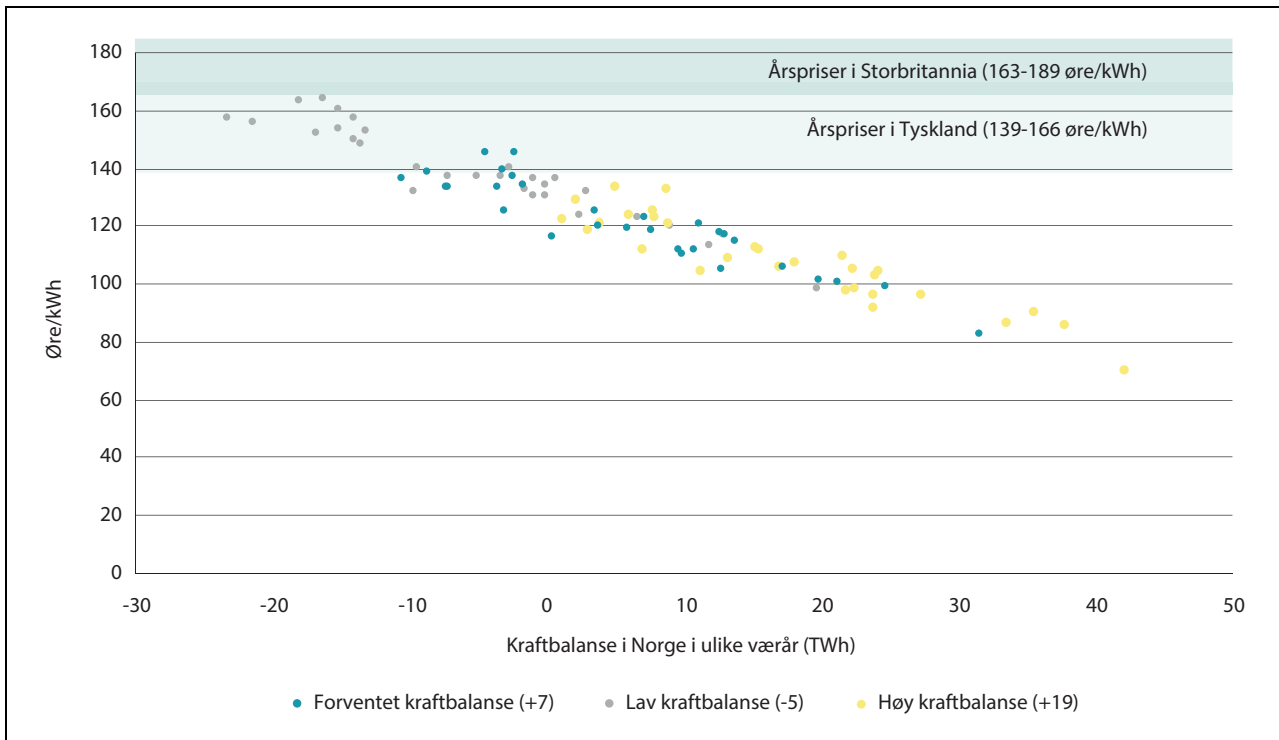
Figur 11.13 viser beregnede gjennomsnittlige årspriser i 2030 i Norge ved ulike forutsetninger om kraftbalansen. Grå prikker representerer en kraftbalanse i et normalår på minus 5 TWh, blå prikker representerer forventet positiv kraftbalanse på 7 TWh, og gule prikker representerer en kraftbalanse på 19 TWh. Se også figur 11.3 for illustrasjon av de ulike kraftbalansescenariene. For hver underliggende kraftbalanse i et normalår er det 30 prikker som representerer et simulert værår og hvordan det slår ut i pris gitt de ulike kraftbalansene. Det lyseblå skraverte feltet viser spennet i den forventede kraftprisen i Tyskland og Storbritannia for ulike år. Det er en klar sammenheng mellom kraftbalansen og kraftprisen: jo lavere nasjonal kraftbalanse, desto høyere priser.

Koblingen mellom kraftprisen i Europa og kraftprisen i Norge er sterk i alle scenarier, men en høy kraftbalanse bidrar til et noe lavere pris-

nivå i Norge enn en lav kraftbalanse. Med lav kraftbalanse vil vi i tørrår få høyere gjennomsnittlige årspriser på kraft i Norge enn i Tyskland og Storbritannia. Dette gjelder for begge prisscenariene, men skjer oftere i høyprissituasjonen, se figur 11.14.

I høyprissituasjonen er tilbudskurvene i de europeiske landene brattere, og prisvariasjonen større, noe som gir større prisvirkning av ulike kraftbalanser. Når prisvariasjonen i Europa er stor, kan små endringer i den norske kraftbalansen gi stor endring i prisen i Norge. Ved sterk kraftbalanse i Norge kan det bli krafteksport i mange timer av døgnet. Da vil verdien av å spare vann til fremtiden bli lavere, det vil si at de norske vannverdiene vil være lavere enn prisene i naboland. Ved lav kraftbalanse, derimot, vil det være større grunn til å spare vann til senere perioder. Da vil vannverdiene gå opp, og norske priser stige. Dermed blir det flere timer med høy pris i Norge, og mindre eksport.

Ved svært høye kraftoverskudd vil flaskehalser mot utlandet føre til at kraften blir «innelåst» i Norge, og norske priser faller betydelig under snittprisene i Europa. NVEs modellresultater viser en slik frikobling av den norske kraftprisen ved kraftoverskudd på rundt 40 TWh. I slike situa-



Figur 11.14 Gjennomsnittlig kraftpris i Norge (øre/kWh) i 2030 og norsk kraftbalanse (TWh) for 30 ulike værår i høyprissituasjonen

Kilde: NVE (2022).

sjoner ser kraftprodusentene en høy risiko for overløp og verdsetter derfor vannet lavere. År med svært høyt kraftoverskudd i Norge vil isolert sett være gunstig for norske forbrukere, som vil få betydelig lavere kraftpriser. På den andre siden vil år med store kraftoverskudd gjøre at deler av den potensielle kraftproduksjonen i Norge ikke blir anvendt, men går til spille. Etablering av et så stort kraftoverskudd vil i tillegg ha betydelige kostnader i form av naturinngrep, store investeringskostnader og reduserte offentlige inntekter.

11.5 Kommisjonens vurderinger

Det siste årets kraftpriser i Europa og Sør-Norge er uten sidestykke, og scenarier som ligner på dagens situasjon er heller ikke representert i analysene Energikommisjonen har studert. Redusert gasstilførsel skaper store utfordringer i kraftsektoren på kort sikt. Krisen i gassmarkedet kan føre til at omstillingen skjer raskere enn før. Det er stor usikkerhet om hvor stor rolle gass vil spille i det europeiske kraftmarkedet i overgangen til fornybarsamfunnet.

Klimautfordringen innebærer at regulerbar produksjon fra kull- og gasskraftverk i Europa

reduseres, mens innslaget av ikke-regulerbar produksjon fra fornybare og væravhengige kilder som vind og sol øker. Det fases også ut kjernekraft i enkelte land, mens andre land øker kapasiteten. Se omtale i kapittel 7.

Fra 90-tallet og fremover var importen av kraft i tørre år hovedsakelig basert på kjernekraft, kull- og gasskraftproduksjon fra våre naboland. Denne termiske produksjonen i omkringliggende land har vært viktig for norsk forsyningssikkerhet, selv om den eksponerte oss for variasjoner i prisene på kull og gass.

Den indirekte virkningen europeiske priser har på norske priser gjennom vannverdiene vil fortsatt stå sentralt for den norske prisdannelsen. Kraftutveksling mellom det norske vannkraftsystemet og de termiske systemene har bidratt til at verdien av reguleringsevnen i vannkraften har økt. Norge har kunnet importere når prisene er lave (typisk på natt) og eksportere når prisene er høye (dag) ute. Etter hvert som andre land har fått mer uregulerbar produksjon, som for eksempel Danmark, har vannkraftprodusentene i Norge kunnet holde tilbake produksjon når det har blåst mye og produsere når det har vært vindstille. Selv om systemene rundt oss endres og utvekslingsmønsteret blir mindre regelmessig, kan vi fremde-

les utnytte disse forskjellene gjennom kraftutveksling. Samtidig vil vi være mindre sårbare for kort-siktige svingninger enn systemene på kontinentet, som har mindre fleksibilitet. Selv om de etter hvert også vil få økt fleksibilitet på kontinentet, vil trolig dette være ved hjelp av betydelig dyrere teknologier som batterier, forbrukerfleksibilitet mv.

Et europeisk kraftsystem basert på uregulerbar fornybar kraft må ha større installert ytelse enn i et termisk system, på grunn av variasjonen i sol- og vindkraftproduksjon. Det innebærer at det kan oppstå perioder med betydelig overskudd i Europa og dermed økte muligheter for Norge til å importere kraft til lave priser og lagre overskuddsproduksjonen i vannkraftmagasinene.

11.5.1 Flexibilitet for mindre sårbarhet

I et fornybart kraftsystem vil det være behov for at både produksjon og forbruk tilpasser seg periodene med lite sol og vind. Norge har et mye bedre utgangspunkt enn andre land fordi vannkraften er fleksibel med store lagringsmuligheter.

Kraftprisene i Norge er sterkt knyttet til prisene i Europa. Selv om det ikke er tatt høyde for dagens situasjon i de langsiktige kraftmarkedsanalysene, kan noen av de prinsipielle vurderingene fortsatt være gyldige. Alle analysene peker på at gass- og CO₂-priser vil være viktige frem mot 2030 og at prisene på andre alternativer blir viktigere på lengre sikt. Hvor store prisforskjellene mellom ulike perioder og områder vil bli, kommer an på om det etableres fleksible teknologier som kan bruke strøm i lavprisperioder og/eller levere strøm i høyprisperioder. Endringer i nettet, både internt i Norge og til utlandet, vil også påvirke prisforskjellene. Blant annet batterier, hydrogenproduksjon og forbrukerfleksibilitet kan være fleksibilitetskilder som kan utnytte prisforskjellene i Europa. Omstillingen av energisektoren er avhengig av fleksibilitet i både produksjon og forbruk. Norsk vannkraft utnytter prisvariasjonen i dag, og vil kunne fortsette å gjøre det fremover. Flexibilitetsressurser med lave kostnader vil gjøre at de høyeste prisene reduseres, og vil dermed både redusere prisvariasjonene og prisnivået i Europa.

11.5.2 Internasjonalt energisamarbeid for å ivareta norske interesser

Ettersom utviklingen i norske priser også i fremtiden vil bli påvirket av utviklingen i Europa, er det viktig å ivareta norske interesser i det europeiske samarbeidet. Gjennom kraftutveksling får Norge

tilgang til import i tørre perioder, økt verdi av fleksibilitet i alle år, og avsetning i år hvor tilsiget er stort. Dette vil fortsatt være verdifullt fremover.

Europas svar på fleksibilitetsutfordringene vil være avgjørende for norske priser. Dette gir både muligheter og utfordringer. Mulighetene ligger i at Norge kan få en høy verdi av de fleksible ressursene. Det er da viktig at norske interesser ivaretas ved eventuelle endringer i det europeiske regelverket for kraftmarkedet. Den økte eksportkapasiteten fra Norge mot kontinentet gjør at magasinene kan tømmes raskere, samtidig som verdien av regulerbar kraft tidvis vil kunne medføre et svært høyt prisnivå i Norge, først og fremst i Sør-Norge. I sum kan dette by på utfordringer for strømprisnivået til norske strømkunder.

Det kan også tenkes at tørre år i Norge kan sammenfalle med kalde år, lite vind og begrenset med fleksible europeiske produksjonskilder. Det vil være i både norske og europeiske interesser at sårbarheten for slike situasjoner reduseres.

11.5.3 Priser som gir legitimitet i befolkningen

Energisektorens legitimitet i befolkningen påvirkes av mange ulike faktorer, deriblant også prisutviklingen. Det er viktig at prisnivået ikke blir for høyt og oppleves som uhåndterlig.

Som flere analyser viser, kan prisvolatiliteten i fremtiden bli stor. Selv om perioder med svært høye priser motsvares av perioder med lave priser, kan prisvariasjon i seg selv også være vanskelig å håndtere. Profesjonelle aktører vil trolig kunne sikre seg mot prisvariasjon, men det kan være fornuftig å legge til rette for at også husholdninger og mindre næringsliv får bedre mulighet til å sikre seg. Enten fysisk gjennom forbrukerfleksibilitet, gjennom energieffektiviseringstiltak som begrenser kraftbruken i typiske høyprisperioder, eller rent finansielt gjennom forsikringer eller fastprisavtaler. Myndighetene har flere ulike typer virkemidler tilgjengelig, både fordelingspolitiske tiltak som strømstøtte, bostøtte mv. og energipolitiske virkemidler innenfor energieffektivisering.

11.5.4 Å utnytte norske fortrinn for å bedre konkurransedyktighet

En konkurransedyktig norsk økonomi innebærer at vi klarer å utnytte våre komparative fortrinn. Gode produksjonsressurser kan være et slikt fortrinn, og utnyttelse av disse vil trolig kunne gi bedre forhold for industrivirksomheter som har et behov for en stabil kraftforsyning til priser som er

lavere enn i andre land. Dersom norske produksjonsressurser kan utvikles lønnsomt, men energipolitikken er en barriere mot industriutbygging, vil det derimot bli usikkert om forbruksetableringer gjennomføres. Det kan også få innvirkning på oppnåelse av klima- og industripolitiske målsetninger.

Utfallsrommet for utviklingen i kraftbalansen og kraftprisutviklingen er imidlertid stort. Multi-consult og Themas gjennomgang av usikkerhetsfaktorer og drivere viser at utredningsmiljøene særlig peker på usikkerhet om utviklingen av havvind, hydrogen og industri. Utviklingen av den norske kraftbalansen mot 2030 og utover avhenger i stor grad av hvor rask og hvor stor forbruksveksten blir. På disse områdene spriker analysene betydelig.

Energikommisjonen mener at analysene bør legge til grunn en forbruksvekst som er i tråd

med klimamålene. Den samlede forbruksveksten vil både avhenge av innretningen av klimapolitikken og øvrig industriell vekst. Gitt en stor forbruksvekst, er en positiv kraftbalanse og konkurransedyktige priser avhengig av hvor mye produksjonsøkning og energieffektivisering som blir gjennomført. NVEs og Statnetts analyser spriker med om lag 10 TWh i produksjonsøkning mot 2030, samtidig som begge analyser legger til grunn at kraftbalansen svekkes. Energikommisjonen understreker at det vil være et stort behov for produksjonsøkninger og energieffektivisering i årene fremover. Dersom kraftbalansen ikke styrkes, ved at det gjenoppbygges et betydelig produksjonsoverskudd i år med normalt tilslag, vil prisene i Sør-Norge langt på vei følge – og i verste fall overstige – det europeiske prisnivået.

Kapittel 12

Forsyningsikkerhet

En god og sikker forsyning av energi er en av grunnleveransene fra myndighetene til borgerne. En pålitelig kraftforsyning er en helt grunnleggende forutsetning for samfunnets funksjoner og for vår velferd.

Kravene til forsyningssikkerhet har over tid blitt høyere. I det norske energisystemet spiller elektrisitet allerede en stor rolle, og nye sektorer skal elektrifiseres i høy fart mot 2050. Når samfunnet blir mer avhengig av elektrisitet, blir forsyningssikkerheten tilsvarende viktigere og på samme tid mer krevende å opprettholde. Energifpolitikken fremover må tilrettelegge for et kraftsystem som kan håndtere både mye ny fornybar kraftproduksjon og et økende effektbehov.

Å sikre god forsyningssikkerhet krever koordinering og planlegging, både på kort og lang sikt. Myndighetene har både et ansvar og en rekke virkemidler for å sikre forsyningssikkerheten.

Olje- og energidepartementet (OED) har det overordnede ansvaret for kraftforsyningen. Ansvaret omfatter bl.a. konsesjonspolitikken, nettutvikling og organiseringen av kraftmarkedet. OED har også det overordnede ansvaret for energi-effektivisering. Departementet forvalter energiloven og dermed ansvarsfordeling mellom aktørene i energisystemet og deres handlingsrom.

NVE har ansvar for konsesjonsbehandling av kraftproduksjonsanlegg, infrastruktur for strøm og fjernvarme. NVE har løpende oversikt over kraftsituasjonen og magasinutfylling, og fører tilsyn med blant annet kraftforsyningsberedskapen. Den uavhengige reguleringsmyndigheten for energi (RME) sørger for at aktørene overholder regelverket, og har blant annet ansvar for å regulere nettselskapene og de fysiske kraftmarkedene.

Statnett har ansvaret for forsyningssikkerheten på alle nettnivåer. De ivaretar ansvaret for å balansere løpende bruk og produksjon (systemansvaret) i et samspill med andre nettselskaper og produsenter.

Den daglige driften av kraftsystemet er i stor grad basert på markedsløsninger, hvor prisen gir signaler om knapphet og overskudd av kraft og

nett. Markedet gir et vesentlig bidrag til forsyningssikkerhet, så lenge prisen i markedet reflekterer reell knapphet på energi- og overføringsressurser.

12.1 Hva er forsyningssikkerhet?

Forsyningssikkerhet for strøm er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere strøm av en gitt kvalitet til sluttbrukere, og omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet/leveringspålitelighet. Fleksibilitet hos sluttbrukerne har også betydning for forsyningssikkerheten for strøm. Begrepsapparatet som blir benyttet for å beskrive forsyningssikkerheten er imidlertid knyttet til kraftsystemet, med de reguleringer og systemer som må være på plass for å sikre momentane leveranser.

12.1.1 Energisikkerhet

Energisikkerhet er evnen til å dekke strømbruk over lengre tid, for eksempel gjennom en kald vinter eller et tørt år. Kraftbalansen, lagringsevnen og fyllingsgraden i magasinene, samt overføringsforbindelsene innad i Norge og mot utlandet, er viktige størrelser i vurderingen av energisikkerheten, se også kapittel 11.

Det trenger ikke være et stort kraftoverskudd i et land for å få god energisikkerhet. Utenlandsforbindelser og gode relasjoner til handelspartnere kan også trygge energisikkerheten. Norge har i dag et kraftoverskudd på 20 TWh i et normalår. I tørrår vil det likevel bli underskudd på energi, og Norge har siden 1960-tallet importert kraft fra naboland i slike år.

Thema og Multiconsult peker i sin rapport for Energikommisjonen på at energiknapphet vil materialisere seg i «vårknipa» om våren når magasinene er nedtappet etter vinteren og snøsmeltingen ikke har kommet i gang ennå. Risikoen for energiknapphet i Norge er i stor grad løst ved at vi kan importere kraft fra naboland gjennom uten-

landsforbindelsene, men flerårsmagasinerne spiller også en viktig rolle (Thema og Multiconsult, 2022).

Mot 2030 ventes det at kraftforbruket vil øke mer enn kraftproduksjonen, og vi vil få en strammere kraftbalanse. Det gir svakere energisikkerhet, og gjør Norge mer sårbart i tørrår (NVE, 2021).

12.1.2 Effektsikkerhet

Effektsikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke den momentane strømbruken, det vil si på ethvert tidspunkt. God effektsikkerhet krever at det er kapasitet til å dekke etterspørselen i enkelttimer med høyt strømbruk. Knapphet på effekt kan oppstå selv om det ikke er knapphet på energi, da det er nettkapasitet og installert ytelse i kraftverkene som bestemmer den tilgjengelige effekten.

Effektuttaket i kraftsystemet varierer mye. Norge har et strømførbruk som følger sesong og temperaturer. Effektoppene forekommer typisk om morgenen eller om ettermiddagen på de kaldeste vinterdagene, når husholdninger bruker strøm til oppvarming, matlaging og elbillading samtidig som det er full aktivitet i næringslivet.

Tilgangen på regulerbar vannkraft har gjort at Norge historisk har hatt tilgang på mer effekt enn vi har behov for. Trenden fremover er at effektuttaket i Norge øker, og at det øker hurtigere enn energibruken. Det høyeste forbruket som er målt i en enkelt time i Norge fant sted i februar 2021, og var på 25 230 MWh. Da var det samtidig en produksjon på 24 676 MWh. I den aktuelle timen ble det importert fra Danmark og eksportert til Sverige. Produksjonsrekorden i Norge på 28 170 MWh ble satt i desember 2021.

Trenden med økende effektbehov ventes å fortsette frem mot 2030. Norges effektoverskudd i dag er allerede lite. NVEs analyser (NVE, 2022) viser at effektoverskuddet ligger på rundt 0,5 GW, selv i de strammeste timene, dersom en moderat fleksibilitet i dagens forbruk legges til grunn (1,6 GW). Med en lav grad av fleksibilitet (1,1 GW), vil den laveste antatte tilgjengelige produksjonskapasiteten akkurat dekke maksimalt ufleksibelt forbruk (begge 25,8 GW), og det vil akkurat være balanse mellom effektbehov og tilgjengelig effekt i den aller strammeste situasjonen. Effektoverskuddet ventes å bli strammere både i Norge og Norden mot 2030 (NVE, 2022). Dette er en ny utfordring for Norge.

12.1.3 Driftssikkerhet og leveringspålitelighet

Driftssikkerhet er kraftsystemets evne til å unngå driftsforstyrrelser. Forsyningssikkerhet må sikres i det helt kortsiktige – strømmen skal alltid være der, og stabilt ha rett spenning og frekvens.

I driften av kraftsystemet må frekvens og spenning hele tiden holdes innenfor bestemte grenseverdier, og kraftflyt i kraftlinjer må ikke overstige linjens grenseverdier. Hendelser i kraftsystemet, som for eksempel utfall av overføringsforbindelser, ekstremvær eller feil, kan forstyrre kraftsystemet. Da må nettselskapet sette i verk tiltak. Der som det oppstår ubalanser må Statnett som systemansvarlig nettselskap gjenopprette balansen ved å justere enten produksjon eller forbruk.

Leveringspålitelighet er knyttet til tilgjengeligheten av strøm og kan måles på antall avbrudd i strømforsyningen og avbruddenes varighet. Det er vanskelig å sikre seg mot uønskede hendelser, som for eksempel ekstremvær. Å sikre en helt avbruddsfri kraftforsyning vil kreve svært store og urealistiske investeringer i infrastruktur og produksjonsanlegg. Leveringspåliteligheten i Norge har imidlertid jevnt over vært god, over 99,96 prosent siden 1998. I 2021 var leveringspåliteligheten 99,98 prosent.

I forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet stilles det krav til blant annet spenningskvalitet og gjenoppsettelse av forsyning uten ugrunnet opphold i tilfelle avbrudd. Gjennom inntektsrammereguleringen og KILE-ordningen (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) gis nettselskapene økonomiske insentiver til å ta hensyn til avbruddskostnadene når de gjør lønnsomhetsvurderinger i investeringer i nett og eventuelle andre tiltak.

Den løpende driften av systemet vil bli mer utfordrende fremover. Behovet for fleksibilitet for å balansere kraftsystemet øker av flere grunner. For det første er det kommet flere store enheter i systemet, sist med Tysklandskabelen (NordLink) på 1400 MW. Statnett må ha fleksibilitetsressurser til å håndtere et plutselig utfall av slike store enheter. For det andre blir systemdriften mer uforutsigbar med økt andel uregulerbar produksjon i systemet og flere utenlandsforbindelser. En stor andel av fleksibilitetsressursene kan måtte brukes til å håndtere plutselige endringer i produksjon og flyt i systemet, og det blir mindre ressurser igjen til å håndtere et eventuelt utfall av største enhet. Mer uforutsigbar flyt og flere flaskehalsar i systemet gir behov for fleksibilitetsressurser over hele landet.

Boks 12.1 Endret trusselbilde for energiinfrastruktur

I september 2022 ble det registrert flere eksplosjoner ved gassrørledningene North Stream 1 og 2 som frakter naturgass fra Russland til Tyskland via Østersjøen. Kort tid etter ble det meldt om gasslekkasjer fra rørledningene. EU og flere land pekte på sabotasje som den sannsynlige årsaken.

Vi står overfor et endret trusselbilde for energiinfrastruktur som også utfordrer driftssikkerheten. Totalberedskapskommisjonen ble satt ned i 2022 og skal, som del av mandatet som

omfatter hele samfunnssikkerhetsfeltet i Norge, vurdere beredskap og håndtering av uønskede hendelser knyttet til kraftforsyningen som kritisk samfunnsfunksjon. Denne kommisjonen skal levere sin utredning i juni 2023. Energikommisjonen går ikke inn på vurderinger og anbefalinger knyttet til beredskapsspørsmål. Det vises derfor til Totalberedskapskommisjonens arbeid for beskrivelse av organiseringen av beredskap i kraftsystemet, og vurderinger av hvordan dagens trusselbilde skal håndteres.

En helt avbruddsfri kraftforsyning kan ikke garanteres. Aktører som er avhengig av en uavbrutt strømforsyning, slik som for eksempel sykehus, må sørge for alternativ forsyning gjennom nødstrømsaggregat eller andre løsninger. Samfunnets sårbarhet overfor avbrudd i strømforsyningen er derfor også avhengig av graden av egenberedskap hos sluttbrukere.

Vi lever i en tid med krig og urolighet i Europa, og det kan berøre driftssikkerheten i kraftsystemet. Å være forberedt til innsats for å møte ekstraordinære situasjoner som krig, store ulykker og naturkatastrofer hører med til beredskapsarbeidet.

Beredskap i kraftforsyningen reguleres gjennom forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen. Beredskapsforskriften omfatter blant annet krav om organiseringen av en egen beredskapsorganisasjon kalt Kraftforsyningens Beredskapsorganisasjon (KBO), som setter samarbeidsstrukturen for samordning og ledelse av kraftforsyningen. KBO skal effektivt kunne håndtere og forebygge hendelser i kraftforsyningen. KBO består av NVE, Statnett og større kraftprodusenter, nettselskaper og fjernvarmeselskaper som har anlegg med vesentlig betydning for drift eller gjenoppbygging av produksjon, omforming, overføring, omsetning eller fordeling av elektrisk energi eller fjernvarme.

12.2 Hva styrker forsyningssikkerheten?

12.2.1 Energibruk

Det er forbrukernes og næringslivets behov som er utgangspunktet for at det investeres i energi-

produksjon med tilhørende infrastruktur. Dette behovet kan endres gjennom ulike typer investeringer og tilpasninger på forbrukssiden. Det som skjer der, kan dermed også ha betydning for forsyningssikkerheten.

Energieffektiviseringstiltak kan bidra til bedre energibalanse og effektbalanse. Noen tiltak har større betydning for effektbalansen enn andre, det gjelder særlig effektivisering som senker vinterforbruket. Varme kan også lagres i bygninger, både i vannbåren varme, varmtvannstanker, gulvvarme og i bygningskroppen.

Forbruksfleksibilitet innebærer at forbruk kuttes i korte perioder eller flyttes fra toppplastimene til andre timer på døgnet. Forbrukerfleksibilitet har potensial til å bidra betydelig til forsyningssikkerheten fremover. Det vil imidlertid kreve utvikling av markeder og systemer, se kapittel 9.5.

Prisvariasjoner gir viktige signaler til forbrukerne om lønnsomheten ved å tilpasse strømforbruket. God informasjon om eget strømbruk, for eksempel gjennom smarte strømmålere (AMS), gjør det mulig for forbrukerne å beregne lønnsomheten ved å gjøre tiltak for å få en mer effektiv og fleksibel energibruk. Det er vist at manglende informasjon om pris gjør at færre husholdninger responderer på prissignaler (Statnett, 2022).

Statnett har utviklet markedsmekanismer og andre verktøy for å utnytte fleksibilitet, og flere mekanismer er under utvikling. Statnett har også allerede i dag avtaler med industrien om utkobling som er en viktig kilde til forbruksfleksibilitet i knapphetssituasjoner. En rekke demonstrasjonsprosjekter pågår for å utvikle alternativer til nettinvesteringer. Prosjektene er rettet mot alle sektorer, og omfatter mange teknologier og markedsløsninger. Også nettselskaper (DSOer) arbeider

Boks 12.2 Eksempler på gevinster ved å unngå eller utsette nettinvesteringer

I Tema-rapporten «Gevinstrealisering av DSO-rollen» (Thema, 2021) vises det til flere eksempler hvor nettselskaper har oppnådd en betydelig gevinst ved å unngå eller utsette nye nettinvesteringer. Under er noen av eksemplene som er nevnt i rapporten:

- «Arva har unngått en nettinvestering i størrelsesorden 300 millioner kroner i forbindelse med tilknytning av et nytt vindkraftverk i selskapets område. Dette ble oppnådd bl.a. gjennom en avtale med Statnett om installering av systemvern, en avtale med produsenten om tilknytning med vilkår og temperaturoppgradering av en eksisterende linje.
- Agder Energi Nett peker på at ordningen med tilknytning med vilkår i et konkret eksempel kan gi besparelser i hundremillionsklassen. Selskapet har et pilotprosjekt der forbruksfleksibilitet kan være et alterna-

tiv til å investere i en ny transformatorstasjon. Kontroll med håndteringen av flaskehalsen i eget nett er imidlertid en forutsetning for å få til en slik løsning.

- Eidsiva Nett (nå Elvia) har gjennomført en analyse som viser at en tilsvarende gevinst kunne ha blitt realisert ved å bruke fleksibelt forbruk, spesialregulering av produksjon eller batterier.
- Tensio har økt kapasiteten ved å installere utstyr for å styre forbruket hos to forbrukerkunder etter kapasiteten i nettet. Her er det viktigste grepet at nettselskapet tar initiativ til å finne løsninger innenfor det gjeldende regelverket. Det er imidlertid usikkert om insentivene til å maksimere utnyttelsen av nettet er sterke nok i den gjeldende reguleringen.»

Kilde: Tema (2021)

med løsninger for å unngå eller utsette nettinvesteringer. Boks 12.2 gir noen eksempler på dette.

12.2.2 Bytte av energibærere

Et mangfold av energibærere gir bedre forsyningssikkerhet. Strøm kan i mange sammenhenger erstattes av andre energibærere som termisk energi, biogass og biomasse. Tidligere har petroleumsprodukter og naturgass vært aktuelle substitutter til elektrisitet. Oppvarming av bygg og tappevann er eksempler på forbruk som kan dekkes av flere energibærere enn elektrisitet, og med effektive varmepumper. Vedfyring, andre bioenergiressurser og utnyttelse av spillvarme i ulike former kan også redusere strømbruken i høylastperioder. Bytte av energibærere forutsetter at det er installert alternative varmesystemer. Prisen på de ulike energikildene vil være avgjørende både for vurdering av lønnsomhet ved å installere fleksible systemer og for valg av energikilde i driftsfasen.

Klimapolitikken endrer hvilke alternativer som blir tilgjengelig. Forbudet mot fossil oljefyring i bygg er et eksempel på det. Enkelte alternativer kan falle bort, og på den måten redusere fleksibiliteten. Samtidig vil nye løsninger vokse frem og trekke i retning av økt fleksibilitet, slik som elbiler eller økt digitalisering. I kapittel 9 er effektiv og fleksibel energibruk omtalt nærmere.

12.2.3 Krafthandel

Mulighet for import fra de nordiske landene, Storbritannia og kontinentet reduserer sårbarheten for variasjon i tilsig, temperaturer og kraftforbruk. Samtidig eksponerer den tette markedskoblingen oss for sårbarheten i andre lands kraftsystemer.

EØS-avtalen og andre juridiske og politiske avtaler med EU og Storbritannia gir rammer for å forstå og sikre forsyningssikkerheten i Norge. Regelverksutviklingen i EU går raskt, og hvordan fremtidens kraftmarked vil se ut er usikkert.

12.2.4 Kraftproduksjon

Tilstrekkelig kraftproduksjon og en forsvarlig magasindisponering er viktig både for energi- og effektsikkerheten. Et større kraftoverskudd i normalår gjør det mindre sannsynlig at det kan oppstå energiknapphet i tørrår, se kapittel 11. Den regulerbare vannkraften gir mulighet til å spare vann i magasinene, og til å forskyve produksjonen mellom ulike perioder.

Kraftmarkedet legger til rette for at produsentene kan disponere vannet på en effektiv måte til det beste for samfunnet. Forventninger om høye vinterpriser motiverer vannkraftprodusentene til å holde vann tilbake i magasinene til vårknipa. Den sentrale driveren i dette er prisdannelsen i markedet og signalene det gir produsentene om verdien

av vannet i magasinene. Bortsett fra krav om minstevannføring og minimum magasinnivå setter ikke myndighetene bestemte krav til hvordan magasinene skal disponeres.

Kraftverkernes størrelse og lokalisering har betydning for forsyningssikkerheten. I Norge ligger kraftverkene der naturressursen finnes, og det har gitt oss en kraftverksflåte som er geografisk fordelt over hele landet og en kraftproduksjon som er fordelt på mange kraftverk. Mange kraftverk som er spredt om i landet er positivt for forsyningssikkerheten.

Utbygging av produksjonskapasitet er basert på lønnsomhet og investeringsbeslutninger hos kommersielle aktører. Det er samtidig beliggenhet til naturressursene som avgjør hvor det er aktuelt å lokalisere nye produksjonsanlegg.

Myndighetene har i utgangspunktet begrensede muligheter til å bestemme omfang og lokalisering av ny kraftproduksjon. Omfanget har likevel i noen grad vært drevet frem gjennom ulike støtteordninger. Kraftutbygging er avhengig av at myndighetene har gitt konsesjon, og i behandlingene av konsesjoner kan ulike forhold tillegges vekt. Myndighetene vektlegger blant annet regelbarhet og regionale underskudd for å ivareta forsyningssikkerhetshensyn. Konsesjonsbehandlingen er også underlagt politisk styring, og det påvirker både hvilken type kraftproduksjon som kommer og hvor den kommer.

12.2.5 Pris og prisområder

Markedsprisene spiller en helt sentral rolle i forsyningssikkerheten. Både produksjon og forbruk responderer på priser. De ulike analysemiljøene forventer at prisene i gjennomsnitt vil stabilisere seg på et noe høyere nivå i fremtiden enn det vi har sett de siste 30 årene, se omtale i kapittel 11. De forventer også at vi vil få større variasjoner i strømprisen over døgnet, fra dag til dag, fra sesong til sesong og fra år til år.

Priser og prisforventninger gir signaler om hvilke tiltak som bidrar mest til å trygge forsyningssikkerheten, og lønnsomheten ved ulike tilpasninger for strømbrukere og produsenter. Som omtalt i kapittel 9, kan strømkundene vurdere lønnsomme tilpasninger på kort og lang sikt på grunnlag av prisene. Produsentene kan vurdere teknologier, dimensjonering av anlegg og verdien av ulike energilagringmuligheter på grunnlag av prisene. Riktige priser har også en avgjørende betydning for magasindisponeringen og kraftflyten mellom regioner. Aktørene i kraftsystemet legger prisene til grunn for disponeringen av kraf-

ten gjennom året, og det er derfor viktig at kraftprisene reflekterer de fundamentale forholdene i kraftsystemet.

Fordi strømmettet ikke har kapasitet til å fullstendig utjevne forskjellene i kraftoverskudd og -underskudd mellom regionene, kan landet deles inn i prisområder der det kan dannes ulike kraftpriser. Områdepriser bidrar både til håndtering av knapphet på kortere sikt, og synliggjør behovet for langsiktige tiltak.

Prisområder kan ha ulike regionale kraftsituasjoner, og i perioder kan enkelte områder være mer sårbare enn andre. Forhold som vær og tilsig, forbruksmønstre og overføringskapasitet internt og til andre områder spiller inn.

I områder med overskudd av kraft vil prisene være relativt lave, og det er muligheter for å eksportere kraft. I områder med underskudd vil det være høyere priser og behov for å importere kraft. Typisk for norske forhold er at tilbudet av kraft påvirkes av geografiske variasjoner i tilsig. Prisområder bidrar for eksempel på kort sikt til at produsenter i et område med mye tilsig ikke produserer som om overføringskapasiteten var ubegrenset.

I en knapphetssituasjon vil områdeprisen bidra til bedre forsyningssikkerhet fordi den gir insentiver til økt kraftproduksjon og redusert forbruk. I Norge, hvor energitilgangen til vannkraftverkene varierer med regionale værforhold, bidrar prisområdene til en effektiv bruk av energiresursene. På lengre sikt gir områdeprisene signaler til markedet hvor det geografisk er knapphet eller overskudd i Norge. Det bidrar til å vise hvor det vil være gunstig å lokalisere ny produksjon eller nytt forbruk, og verdien av investeringer i nettet.

Ved bruk av prisområder som reflekterer begrensninger i overføringskapasitet, vil nettbegrensningene reflekteres i kraftprisen og i hovedsak håndteres av markedet. Et alternativ til at prisene reflekterer nettbegrensningene er såkalt mothandel. Ved mothandel blir produsenter og forbrukere betalt av systemoperatøren for å regulere opp eller ned produksjon eller forbruk etter at markedet har klarert. I et område hvor det er for mye produksjon sammenlignet med forbruket, vil produsenter typisk få betalt for å redusere sin produksjon. I et system med prisområder vil derimot begrensningen i overføringskapasitet bli reflektert i prisen, og produsentene med de dyreste tilbudene vil ikke få tilslag. Mothandel innebærer dermed høye kostnader for systemoperatøren – kostnader som dekkes av nettkundene.

I Europa er det få land som er inndelt i prisområder. Tyskland har store nettbegrensninger mel-

lom ulike regioner, men er ikke inndelt i prisområder. Det bidrar til at mothandelskostnadene er høye. For 2020 ble de anslått til om lag 1,4 mrd. euro av den tyske regulatoren Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2021). Omtrent halvparten av kostnadene er ikke direkte til flaskehalshåndteringen, men også nettutfordringer som skyldes Tysklands innretning av støtte til fornybar kraftproduksjon. Mye av vindkraftproduksjonen i Tyskland er lokalisert nord i landet, og en prisområdeinndeling ville trolig gitt lavere priser i Nord-Tyskland enn andre områder. Det ville også ha betydd at den tyske påvirkningen på norske priser ville blitt annerledes enn i dag, og det kunne gitt noe lavere norske priser.

12.2.6 Strømnettet

Et godt utviklet strømnett er en forutsetning for sikker forsyning av kraft til forbrukerne. Sterkere nettforbindelser mellom prisområdene kan øke energifleksibiliteten, og Thema og Multiconsult har pekt på at nye vær- og handelsmønstre kan tilsi at det vil være fornuftig å styrke sentralnettet også utover Statnetts foreliggende planer (Thema og Multiconsult, 2022).

Strømnettet er et naturlig monopol, og er derfor strengt regulert. Nettselskapene er pålagt å tilknytte sluttbrukere og produsenter til nettet, og må planlegge og drifte nettet på en måte som sikrer tilstrekkelig kapasitet. For nettselskapene er utviklingen i kraftbruken i stor grad en ytre faktor, men de kan påvirke utviklingen noe gjennom tariff og andre vilkår.

Nettet er selvfinansiert og nettselskapene er regulert slik at de skal få dekket sine kostnader og få en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift.

På kort sikt ivaretas forsynings sikkerheten gjennom drift og vedlikehold av strømnettet, og fleksibilitet i produksjon og bruk av strøm. For eksempel har såkalte SFHB-bedrifter («Store Forbrukere med Høy Brukstid», minst 15 MW i mer enn 5 000 timer) i dag et høyt og stabilt kraftforbruk som kan bidra til å sikre tilstrekkelig kortslutningsytelse, og på den måten være gunstig for styring av kraftnettet. Statnett bygger i dag transmisjonsnettet slik at man kan tåle utfall av en enkeltkomponent uten å miste strømforsyningen. Flexibilitet blir også utnyttet i store regulerbare kraftverk for å kunne drifte kraftsystemet effektivt.

Det tar lang tid å planlegge og bygge ut nettanlegg, og lengre tid enn å etablere nytt kraftforbruk. Samtidig er det usikkerhet rundt hvor og når det nye forbruket kommer, og i hvilken stør-

relse. De siste årene har det vært en betydelig økning i etterspørsel etter nettkapasitet, og det er forventet at den fortsetter å øke. Omstillingen til lavutslippssamfunnet, økt elektrifisering og etableringer av ny kraftkrevende industri gir forventninger om vesentlig økt kraftbruk, og dermed også økt behov for nett.

Det er i hovedsak de direkte reguleringene av nettselskapene, slik som tilknytningsplikt, som skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres. Inntektsreguleringen skal bidra til at de investeringene som nettselskapene gjennomfører blir gjort på en effektiv måte, og at nettselskapene gjør riktige avveininger mellom tiltak i driften, slik som bedre utnyttelse av eksisterende nett, og behov for å investere i nye nettanlegg.

Strømnettutvalget ble oppnevnt i juni 2021 for å se på tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye anlegg, ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av nettet med stor usikkerhet om forbruksutviklingen og se på mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt. Utvalget leverte sin utredning i juni 2022, NOU 2022: 6 «Nett i tide - om utvikling av strømnettet». Dagens situasjon, og ytterligere elektrifisering i fremtiden, tilsier at det er behov for tiltak. 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. Gjennom tiltakene mener Strømnettutvalget at det kan bli betydelig redusert ledetid for nettanlegg, bedre utnyttelse av dagens nett og redusert behov for prioritering av køen.

12.3 Anstrengte kraftsituasjoner

Prissignaler gjør at noe forbruk blir redusert i knapphetssituasjoner, både i næringslivet og i husholdningene. På denne måten fungerer prisen som en rasjoneringsmekanisme. En god del forbruk er prisuavhengig, for eksempel en stor del av strømforbruket i de fleste husholdninger i Norge, og dette må dekkes av produksjon og import. Dersom det ikke kan dekkes, vil det oppstå en form for rasjonering hvor forbruket i det aktuelle prisområdet må avkortes.

For å redusere sannsynligheten for rasjonering er det i Norge etablert et eget regelverk for å håndtere anstrengte kraftsituasjoner. Statnett vurderer kraftsituasjonen og har ansvar for å utvikle virkemidler for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Statnett definerer SAKS som

Boks 12.3 Vurdering av fremtidige SAKS-tiltak

Statnett utredet høsten 2022 behov for fremtidige SAKS-tiltak særlig knyttet til vinteren 2022 – 2023, etter bestilling fra NVE. Frem til våren 2023 anbefalte Statnett følgende tiltak:

1. Opprettholde og videreutvikle oppfølgingen av produsentene for å sikre at det holdes igjen tilstrekkelig med vann gjennom tappesesongen.
2. Gjennomføre informasjonskampanjer for å redusere forbruket og innføre konkrete tiltak for å redusere forbruket innen offentlig virksomhet.
3. Inngå avtale om å kunne kjøre Energiverk Mongstad.

4. Inngå avtaler med industribedrifter om reduksjon i forbruk hvis faren for rasjonering øker utover vinteren (energiopsjoner).
5. Aktivere energiopsjoner og/eller starte produksjon ved Energiverk Mongstad.

Statnett vurderte det som prinsipielt viktig å videreføre at det er markedsaktørene, gjennom markedet, som har hovedansvaret for å minimere sannsynligheten for rasjonering. Tiltak for å forbedre situasjonen må bygge opp under og klargjøre dette prinsippet. Samtidig er det viktig at tiltak som vurderes innført, ikke svekker viktige insentiver som prissignaler og samfunnsansvar hos de som har best forutsetninger for å gjennomføre en forsvarlig magasindisponering.

en situasjon med mer enn 50 prosents sannsynlighet for rasjonering, som er det fjerde nivået på en femtrinns skala:

- Grønt: Normal kraftsituasjon
- Gult: Stramt
- Oransje: Anstrengt
- Rødt: Svært anstrengt
- Sort: Rasjonering av strøm

Energiloven inneholder en bestemmelse om rasjonering som kan iverksettes når ekstraordinære forhold tilsier det. NVE er rasjoneringsmyndighet og ansvarlig for planlegging og administrativ gjennomføring av tiltak i forbindelse med kraftrasjonering. NVE har en egen forskrift om rasjonering.

Statnett gjør løpende vurderinger av kraftsituasjonen. I mai 2022 endret Statnett vurderingen for Sør-Norge for kommende tappesesong fra normal (grønn) til stramt (gul). En stramt kraftsituasjon betyr at det er mellom 5 og 20 prosents sannsynlighet for rasjonering, før det er tatt hensyn til ekstraordinære tiltak. Statnett begrunnet sin vurdering med at den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge var svakere enn normalt for årstiden, og en uvanlig stor usikkerhet med hensyn til muligheten for import på grunn av reduserte russiske gassleveranser til Europa. I november 2022 endret Statnett sin vurdering for Sør-Norge tilbake til normal (grønn). Årsaken var mye nedbør, lav kraftproduksjon, redusert forbruk og tilstrekkelig import.

12.4 Tørrårssikring er viktig

Kraftsystemet vårt påvirkes av været, og dermed påvirkes også forsyningssikkerheten. Kraftbalansen varierer med nedbørsforhold og tilsig, og det kan være store avvik mellom tørrår og våtår i Norge. Den høye vannkraftandelen i produksjonssystemet gjør at Norge har spesielle utfordringer med tanke på tørrårssikring.

De viktigste kildene til energisikkerhet og energifleksibilitet i det norske kraftsystemet i dag er flerårs- og sesongmagasiner og importkapasitet. Flerårsmagasinerne er bygget slik at vi kan produsere i tørrår og fylle i våtår, og på den måten utjevne de store naturgitte variasjonene. Det norske kraftsystemet er imidlertid sårbart for lengre perioder med lite tilsig.

Det norske kraftsystemet er helt avhengig av at det kommer tilstrekkelig med tilsig til vannmagasinene. Dette i kontrast til de europeiske kraftsystemene, som har basert seg på produksjon der brenselet kan kjøpes. Flere tørrår på rad kan gi betydelig energiknapphet i Norge, som igjen kan være kritisk for forsyningssikkerheten. Energiutfordringer materialiserer seg i vårknipa i tørrår, jf. kapittel 11.

Tilknytningen til våre naboland påvirker de norske vannverdiene og magasindisponeringen. Landene rundt oss planlegger for utfasing av sin termiske produksjonskapasitet og er i gang med å bygge ut ikke-regulerbar og væravhengig fornybar produksjon. Vi går mot et mer volatil kraft-

Boks 12.4 Ny styringsmekanisme for magasindisponering

I lys av den usikre situasjonen for europeisk energiforsyning rundt oss, er sårbarheten i norsk kraftforsyning høyere enn før, for eksempel for uventede hendelser og for tilsigssvikt. Etter en gjennomgang av kraftsituasjonen i 2021-2022 varslet regjeringen høsten 2022 at de vil innføre en styringsmekanisme for å sikre den innenlandske forsyningssikkerheten for kraft.

Mekanismen skal innrettes for å sikre at det blir spart mer vann når magasinnivåene er lave. Olje- og energidepartementets arbeid med å vurdere hvordan en ny styringsmekanisme kan innrettes skjer i samarbeid med NVE. Arbeidet var ikke lagt frem da Energi-kommisjonen ferdigstilte sin rapport.

marked og en usikker utvikling i Europa, særlig i årene som kommer. Som omtalt i kapittel 11, kan den fremtidige situasjonen i våre naboland bidra til økt forsyningssikkerhet for oss. Det kan tenkes lange perioder med tilgang på vindkraft på kontinentet, som gir stort potensiale for import og dermed mulighet for å spare vann i våre magasiner. Samtidig viser dagens situasjon at det kan være gode grunner for å tenke gjennom hvordan behovet vårt for tørrårssikring dekkes når omverdenen opplever sjokk eller gjennomgår omveltende endringer.

Regjeringens gjennomgang av kraftsituasjonen i 2021-2022 avdekket at det norske kraftsystemet er sårbart for uventede hendelser og værvariasjoner, se kapittel 3. Høsten 2022 varslet regjeringen at det var nødvendig med nye tiltak som sikrer kraftsystemet bedre mot dette, se boks 12.4.

Vi kan ikke ta høyde for alt, men vi må ta høyde for vår sårbarhet og for at det uforutsette kan skje. Samhandlingen med våre naboland må ivareta forsyningssikkerhet for alle parter på best mulig måte. Samtidig må Norge ha et handlingsrom for å trygge nasjonal forsyningssikkerhet, spesielt knyttet til tilsigssvikt, på grunn av den særlige posisjonen vi er i som et vannkraftland. Her finnes det ulike muligheter.

12.5 Tiltak i magasindisponeringen

Normalt skal kraftmarkedet fungere på en måte som gjør at forsyningssikkerheten blir ivaretatt. Det kan likevel oppstå uventede hendelser som markedet ikke er rustet mot, og som det ikke kan forventes at produsentene forutser. Sintefs utredning av kraftsituasjonen 2021-2022 viser at høye europeiske kraftpriser og forventningen om normalisering av prisbildet litt lenger frem i tid førte til en sterk nedtapping av magasinene høsten 2021, se kapittel 3.

Mulighetene for å innføre særlige tiltak for å sikre at vi har nok vann i magasinene våre i møte med tørrår, har tidligere vært foreslått og utredet i forbindelse med ulike kraftmarkedssituasjoner. Senest har konsultantselskapene Afry og Menon vurdert magasinrestriksjoner som tiltak i forbindelse med utredningen av kraftsituasjonen. Dette er omtalt nærmere i kapittel 3 og i Olje- og energidepartementets Prop. 1 S (2022–2023).

Fra et forsyningssikkerhetsperspektiv kan midlertidig krav i vintersesongen og gjennom energikrisen i Europa være rasjonelt. En utfordring er at det er vanskelig å vite når man eventuelt skal innføre krav, og at slike krav både vil føre til spill av vann som igjen kan gi økt sannsynligheten for knapphet. Mer permanente ordninger bør heller vurderes når vi har mer kunnskap om utviklingen fremover.

En kortsiktig løsning kan også være å lempe midlertidig på krav til minstevannføring, eller midlertidige krav til minstevannstand i magasinene i tørrår utover gitte konsesjonskrav. Slike reduserte krav vil gjøre det mulig å henholdsvis spare mer vann og ha en energireserve som kan tas i bruk hvis faren for rasjonering blir akutt. Dette vil kreve lovendring, og begge alternativene må veies mot hensyn til natur og miljø, som er begrunnelsen for at slike krav er satt i utgangspunktet.

12.5.1 Regulering av krafthandel

Kraftutveksling styrker forsyningssikkerheten ved at det gir mulighet for import i tørrår eller når den underliggende kraftbalansen er svak. Får vi to eller tre tørrår på rad, er importmulighetene spesielt viktig.

Vi har hatt klare fordeler av å knytte oss til andre lands kraftsystemer, samtidig som det også øker vår eksponering for det som skjer rundt oss. Kraftsituasjonen det siste året har brakt frem en debatt med ulike problemstillinger knyttet til eksport og forsyningssikkerhet. Utviklingen i Europa gir signaler om en mindre pålitelig forsy-

ning fremover. Samtidig gjør økt overføringskapasitet til utlandet at magasindisponeringen påvirkes, som kan være uheldig i tilfeller hvor vi har behov for å spare vann i magasinene.

Ulike former for eksportregulering har blitt utredet av Afry og Menon. Resultatene er presentert i kapittel 3 og i Prop. 1 S (2022–2023) for Olje- og energidepartementet. De mest aktuelle tiltakene som er analysert er å begrense nettoeksportkapasiteten på utenlandsforbindelsene i en bestemt kraftsituasjon. For eksempel begrensnings dersom fyllingsgraden går under et visst nivå i en viss periode eller ved sannsynlighet for rasjoning, eller å øke kostnaden ved eksport i form av en «eksportavgift».

Virkingen av eksportrestriksjoner generelt avhenger av mange forutsetninger og er svært usikker, spesielt på lengre sikt. Premisset om full eksport på alle utenlandskablene til enhver tid er for eksempel ikke til stede i virkeligheten. Innenfor perioder med nettoeksport er det også perioder med import, se også drøfting i kapittel 11. Videre har Norge til sammen mange kraftkabler, og det må antas å være krevende å få til en effektiv regulering av enkelte kabler til enkelte prisområder. Afry og Menons simuleringer av eksportbegrensninger fra Sør-Norge peker på mulige omfordelingsvirkninger, der det oppstår omfordelinger av nettoeksport over tid, til andre land og tidspunkter.

Et sentralt spørsmål er hvorvidt slike eksportrestriksjoner vil være i strid med gjeldende avtaler om frihandel. På oppdrag fra OED har Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i august 2022 gitt en vurdering av det juridiske handlingsrommet for eventuelle ekstraordinære tiltak for å begrense kraftoverføringen til utlandet. RME vurderer blant annet at EØS-avtalen åpner for eksportrestriksjoner når relevante hensyn tilsier det, og at forsyningssikkerhet etter RMEs syn er et slikt hensyn, så lenge restriksjonen utformes i tråd med EØS-regelverkets bestemmelser (RME, 2022).

Senest i oktober 2022 fikk Sverige avslag fra EUs energibyrå Acer (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) da de ba om unntak for forpliktelsen om at 70 prosent av kapasiteten skal kunne brukes til eksport, i tråd med krav i EUs Ren Energipakke, når det gjaldt overføringer til Danmark og Finland. I sin avgjørelse mente Acer at Sverige ikke var i en så utsatt forsyningssituasjon at unntaket kunne innvilges (Acer, 2022). Samme uke kom Acer også ut med en generell pressemelding med advarsel mot at EU-land skal begrense eksport av energi i krisetider. Acer advarte om å forfølge nasjonale, kortsiktige ener-

giinteresser, for eksempel ved å begrense eksport, fordi andre land vil komme til å lide (Acer, 2022).

Et grunnleggende moment er også at det i enhver avtale er en motpart. Norge er tjent med å ivareta våre felles interesser med Europa. Regulering av eksport er et stort inngrep i et felles marked som påvirker andre land, og vi kan ikke utelukke mulige reaksjoner. Dette kan igjen påvirke forsyningssikkerheten i Norge negativt i kritiske perioder der vi har importbehov.

12.6 Forsyningssikkerhet i kraftsystemet i årene fremover

I årene mot 2050 er god forsyningssikkerhet fortsatt et vesentlig hensyn. Vi kan imidlertid ikke med sikkerhet vite hvordan forsyningssikkerheten utvikler seg, særlig i en tid hvor usikkerheten generelt har blitt større og mer kompleks.

Tiltak som bidrar til å styrke forsyningssikkerheten er gjerne langsiktige. Energipolitiske grep som vil ha vesentlig betydning for energi- og effektbalansen, slik som for eksempel utbygging av ny stor kraftproduksjon eller nettkapasitet, tar tid. Veivalgene i dag sier allerede noe om utsiktene for forsyningssikkerheten i årene som kommer. Vi har derfor best forutsetninger for å si noe om utviklingen mot 2030.

Utgangspunktet for en vurdering av forsyningssikkerheten fremover i tid er i hvilken grad energi-, effekt- og driftssikkerheten vil bli påvirket. Mot 2030 forventer både NVE og Statnett en strammere kraftbalanse, se omtale i kapittel 11. Den største utfordringen knyttet til energibalansen i det norske vannkraftsystemet er de store variasjonene i tilsiget mellom år, og spesielt tilgangen til tilstrekkelig energi i tørrår. En økning i vindkraft og solkraft kan bidra til å gjøre kraftsystemet noe mindre utsatt for svingninger i årlig energiproduksjon. En strammere energibalanse i årene fremover kommer også av at ledetidene for ny produksjons- og nettkapasitet er lange.

Dette bakteppet gjør muligheten for import særlig viktig for å opprettholde energibalansen og komme oss gjennom vårknipa uten knapphet. Det gjør at vi kan spare mer vann i magasinene når det er utsikter til knapphet i tørre år.

Det er forventet at også effektbalansen vil bli strammere. Årsakene er sterk forbruksvekst og lite ny, sikker effekt fra produksjon om vinteren. Energiutfordringer og effektknapphet henger tett sammen, og en positiv energibalanse kan også bidra til å redusere effektutfordringer.

For å håndtere energi- og effektutfordringer fremover er både prisdannelsen, forbrukerne og produsentenes tilpasninger til priser, disponering av flerårsmagasiner og importmulighetene sentrale. Prisdannelsen gir på kort sikt signaler til produsenter om å disponere produksjonsressursene slik at de er tilgjengelig når det er størst behov, og til forbrukerne om å endre sine forbruksmønstre. På lang sikt gir det insentiver til å investere i mer fleksibel produksjon og forbruk.

Energifleksibilitet bidrar til en bedre energibalanse og til å håndtere effektutfordringer. 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. Her ligger det nye og store muligheter.

12.6.1 Om mulighetene for import

Import gjennom året vil fortsatt være viktig for forsyningssikkerheten mot 2030, men situasjonen vil se annerledes ut enn i dag fordi overgangen til et mer værbasert europeisk kraftsystem gjør at utvekslingsmønstrene endres.

Til nå har Norge typisk kunnet importere når prisene er lave om natten og eksportere når prisene ute er høye om dagen. Med mer uregulerbar produksjon i andre land mot 2030, blir mulighetene heller at vi kan importere kraft til lave priser i perioder med betydelig overskudd fra vind- og solkraftproduksjon i Europa. Det betyr at sårbarheten vår for tørrår endres, men den blir ikke nødvendigvis større enn den har vært.

I årene fremover kan vi trolig fortsatt utnytte systemforskjellene mellom Norge og Europa gjennom kraftutveksling. Import fra nabolandene våre gjennom vinteren vil fortsatt være verdifullt for å øke energitilgangen i vårknipa. Det er også positivt for forsyningssikkerheten at vi vil være mindre sårbare for kortsiktige svingninger enn systemene på kontinentet, som vil ha mindre fleksibilitet de kommende årene.

Vi må likevel ta høyde for at utvekslingsmønstret kan bli mindre regelmessig og svinge mer, og generelt bli mer uforutsigbart. Det er dette som er endringen i sårbarheten vår. Nettoimporten vi har uke for uke vil trolig variere mer, og vi må regne med at vi får netto eksport i noen uker når for eksempel vindkraftproduksjonen er lav på kontinentet og i Storbritannia, selv i perioder der vi har lav magasinutfylling og behov for import for å sikre oss mot knapphet i vårknipa (Thema og Multiconsult, 2022).

Europa er imidlertid helt avhengig av å løse sine energiutfordringer. Vi kan ikke vite om

klima- og energipolitikken i EU vil lykkes slik den er foreslått i dag – men det vanskelig å se for seg at myndighetene i Europa vil planlegge for en situasjon der for eksempel deler av forbruket må avkortes i lengre perioder. Europa må på sikt kompensere for bortfall av stabil, termisk kraft og svare på fleksibilitetsutfordringene. Analysene av kraftsystemene i Europa på lang sikt legger til grunn at det vil bli etablert kapasitet som kan produsere når det er lite vind- og solkraft. Entso-E, den europeiske samarbeidsorganisasjonen for systemansvarlige nettselskap, gjennomfører også jevnlig analyser og vurderinger av om kraftsystemet har tilstrekkelig med produksjonskapasitet til å dekke etterspørselen. Det fremstår som rasjonelt å legge til grunn at EU eller de enkelte medlemslandene i ytterste tilfelle vil sette i verk tiltak for å sikre energiforsyning til innbyggere og næringsliv.

Løsningen for å sikre stabilitet og reserver i Europa mot 2030 ligger trolig i lagring av overskuddsproduksjon fra vind- og solkraft i batterier og hydrogen. Eventuelt kjernekraft og/eller gasskraft (med karbonfangst og -lagring) senere, dersom det første alternativet ikke kommer på plass tidnok eller blir for kostnadskrevenende. Det er også grunn til å tro at det tilgjengelige potensialet for forbruksfleksibilitet vil øke i andre land fordi det er en sentral forutsetning for å balansere et fornybart energisystem. Det innebærer imidlertid at det spesielt frem mot 2030 blir variasjoner i både priser og ressursituasjon (Thema og Multiconsult, 2022).

Det kan ikke utelukkes at det kan oppstå utfordringer med tilgangen til import i perioder, eller at importen blir svært dyr. I utgangspunktet vil vannkraftprodusentene ta høyde for variasjoner og risiko for perioder med lav uregulerbar produksjon i sin vanddisponering. Dagens regulering av kraftmarkedet gir produsentene insentiver til å unngå en situasjon der magasinene tappes ned slik at det ikke er vann igjen til vårknipa. Samtidig er dagens vanddisponering utviklet for dagens kraftsystem, og ikke nødvendigvis nye typer risiko. I revidert nasjonalbudsjett 2022 varslet regjeringen at de vil styrke kunnskapen og kapasiteten til å analysere kraftmarkedet og energisystemene, blant annet hvordan endringene i kraftmarkedene rundt oss og vår tilknytning til disse markedene påvirker norsk kraftforsyning.

Endringene i kraftsystemene rundt oss kan skje raskt, og føre til at det oppstår hendelser som er vanskelige å forutse og planlegge for. Også i lys av sårbarhetsvurderingene som er gjort av det norske kraftsystemet, som omtalt i kapittel 3, er

det argumenter for å ha virkemidler som bedre sikrer nasjonal forsyningssikkerhet.

12.7 Endrede sårbarheter i energi- og råvaremarkedene

Overgangen fra fossile til fornybare energikilder endrer hvilke råvarer, mineraler og metaller som er etterspurt. For å kunne fremstille fornybarteknologier som vindkraftverk og solceller, men også elbiler og batterier, er man avhengig av en rekke varer som for eksempel aluminium, kobolt, kobber, stål, sink og litium.

I takt med energiomstillingen globalt, har derfor behovet og etterspørselen etter slike metaller og mineraler økt betydelig de siste årene (IEA, 2021) (NGU, 2021). Fornybarsegmentet er nå det raskest voksende markedet for metaller og mineraler, og er i IEAs netto-null scenario ventet å også øke frem mot 2050, se figur 12.1 (IEA, 2021). Europas avhengighet av olje og gass i dag kan på sikt bli erstattet med en avhengighet av metaller og mineraler. Dette endrer sårbarhetene vi står overfor.

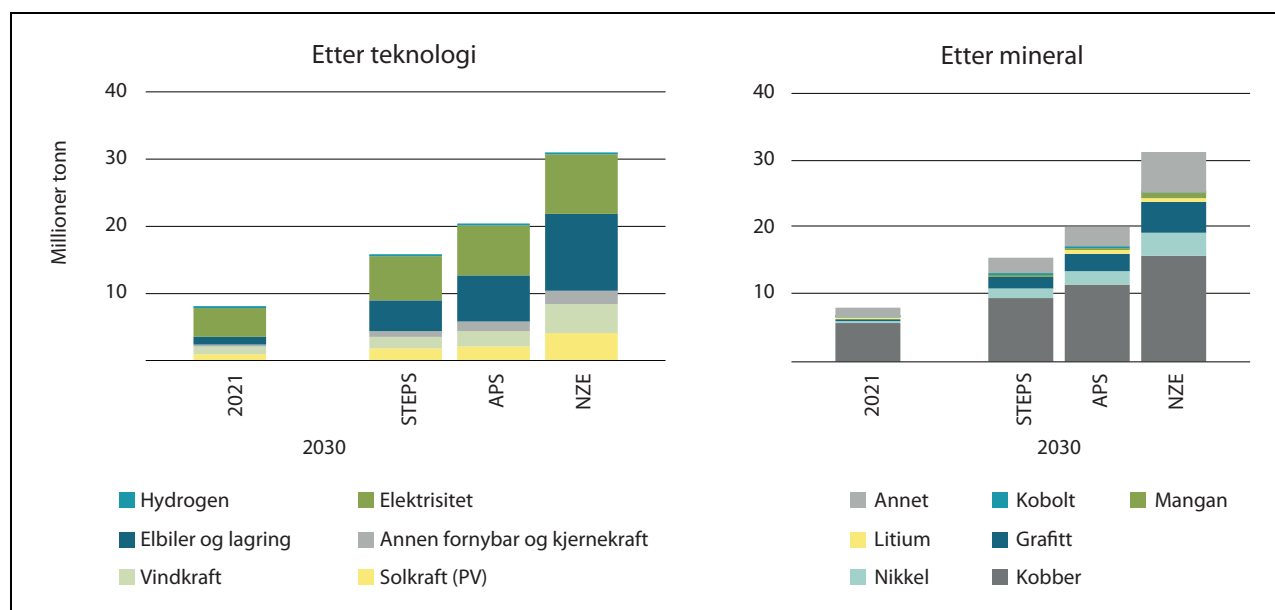
Metallene og mineralene som IEA antar vil prege fremtidens energiproduksjon, handles globalt. Dette er i seg selv ikke noe nytt, og gjelder også fossile brensler. Markedskonsentrasjonen for mineraler og metaller er likevel svært høy, også i forhold til fossile energikilder. Dette gjelder

både for produksjon og for foredling, se figur 12.2 og 12.3.

Ressurstilgjengeligheten avhenger ofte av nasjonale eller private monopoler i områder med varierende grad av politisk, sosial og miljømessig risiko. Handelsmønster og gjeldende politikk i produsentlandet gjør tilgangen sårbar for eksempelvis ustabilitet og eksportrestriksjoner. Markedskonkurransen er allerede skarp, og fremover kan mineraler og metaller bli enda vanskeligere å få tak i (IEA, 2021) (NGU, 2021).

Den høye markedskonsentrasjonen og sammensetningen av leverandørkjedene reiser noen nye spørsmål om tilgang og forutsigbarhet. Mineraler og metaller er helt vesentlig for at Europa skal klare å omstille energisektoren og nå sine utslippsmål. Dette er også bakgrunnen for at EU har annonsert en egen handlingsplan for å redusere egen sårbarhet og avhengighet, samt opprettet alliansen ERMA (European Raw Materials Alliance) for å oppnå målsetningene på området (ERMA, 2022) (EU-Kommisjonen, 2020). Tilgangen er også et uttalt strategisk sikkerhetsanliggende for EU, og råvarer som har stor økonomisk betydning og hvor tilgangen er forbundet med risiko, er definert som råvarer av «kritisk betydning».

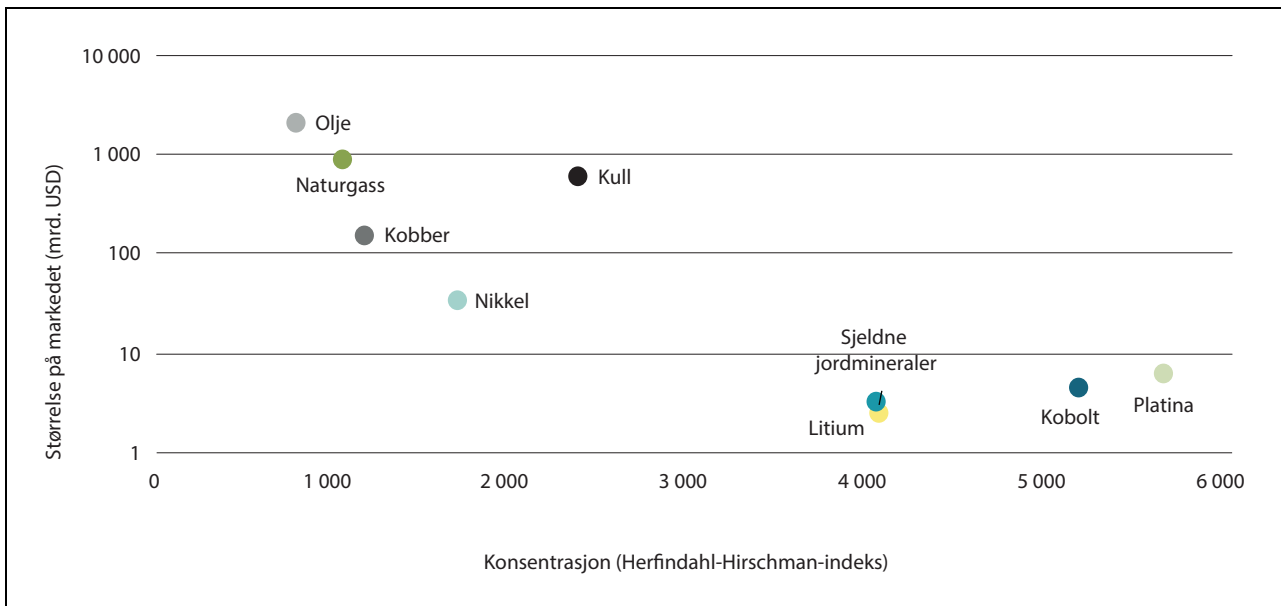
Endringer i de globale energi- og råvaremarkedene gir endrede sårbarheter i fremtidens energiproduksjon. Økt markedsdiversifisering, mer fleksible og forutsigbare leverandørkjeder og en



Figur 12.1 Scenarier for mineralbehov i 2030, fordelt på type mineral (høyre) og ulike teknologier (venstre)¹

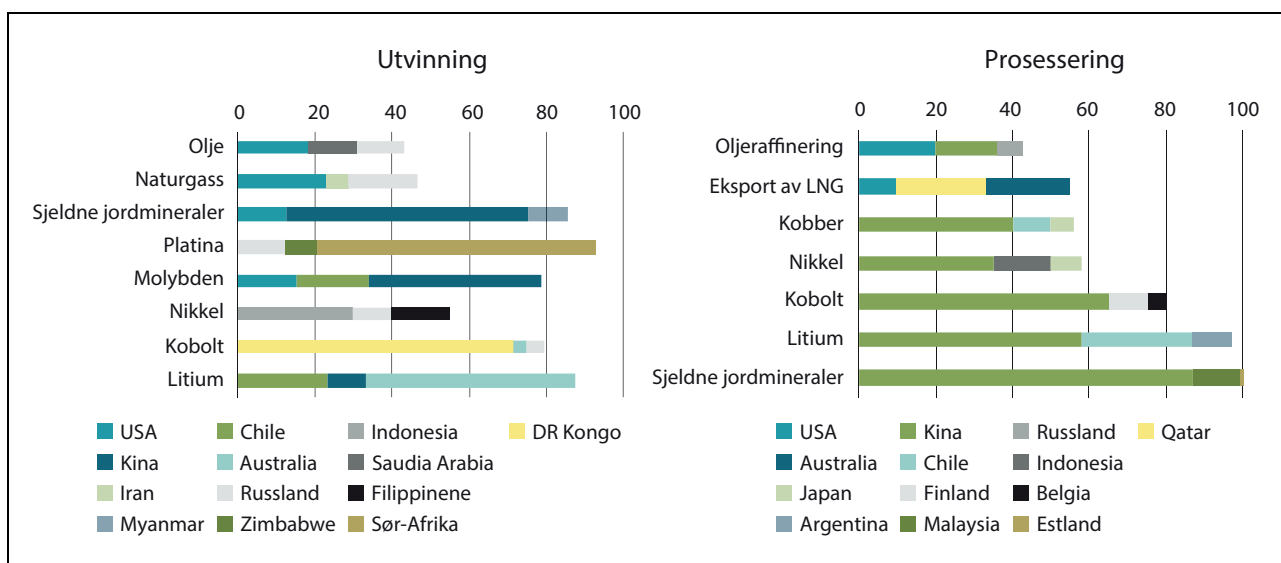
¹ I figuren vises fremtidsprognosene STEPS (Stated Policies Scenario), som tar utgangspunkt i gjeldende politikk, APS (Announced Pledges Scenario), der klimaforpliktelser og varslet politikk legges til grunn, og NZE (Net Zero Emissions), som er et normativt scenario hvor energisektoren når nullutslipp i 2050.

Kilde: IEA (2022).



Figur 12.2 Markedskonsentrasjonen for utvalgte råvarer

Kilde: IEA (2021).



Figur 12.3 Ulike lands andel av utvinning (til venstre) og prosessering (til høyre) av utvalgte mineraler og fossile brensler, prosent i 2019

Kilde: IEA (2022).

styrking av tilbudssiden på kontinentet er sentralt for å få til det grønne skiftet i Europa. Dette berører også Norge. Samtidig har Norge historisk vært en produsent av en rekke viktige metaller og industrimineraler. Norge står i dag for blant annet 6 prosent av den totale produksjonen av silisium i verden, noe som utgjør rundt 30 prosent i Europa, samt 8 prosent av all europeisk utvinning av grafitt (EU-Kommisjonen, 2020). Potensialet både i Norge og i Norden er fortsatt stort (Eilu, 2021).

12.8 Energikommisjonens vurderinger

God forsyningssikkerhet er en grunnpilar i energipolitikken. Det viktigste grepet vi kan gjøre for å sikre forsyningssikkerheten fremover, er å sørge for at veksten i forbruket motsvares av en vekst i kraftproduksjonen, og slik opprettholder en positiv kraftbalanse i normalår. Det reduserer sannsynligheten for at det blir knapphet på energi. Dersom ny produksjon i hovedsak kommer i form

av uregulerbar energi, må det også investeres i tilstrekkelig effekt og produksjon som sikrer tilstrekkelig frekvensstabilitet.

Overordnet er det tre sentrale verktøy for å sikre en slik utvikling. Prismekanismen gir signaler om tilgangen på ressurser og om å tilpasse energibruken, og bidrar til å unngå at vi kommer i knapphetssituasjoner. Konesjonspolitikken legger føringer på hvilke nye kraftverk som kan få konsesjon, mens energieffektiviseringspolitikken legger føringer for hvordan forbruket utvikler seg. Hvert av verktøyene gir viktige bidrag til forsyningssikkerhet, og må tillegges vekt i energipolitikken. Samtidig er det nødvendig å sikre at ansvars- og oppgavefordelingen hos myndighetene er godt nok utformet og innrettet mot å sikre

forsyningssikkerheten best mulig. Dette gjelder spesielt i en tid hvor vi beveger oss mot en strammere energi- og effektbalanse.

I et forsyningssikkerhetsperspektiv er det særlig tørrårssikringen som er viktig i Norge. Vi må derfor ta høyde for vår sårbarhet, men også for en ny energisituasjon i Europa med endrede sårbarheter og for uforutsette hendelser så langt det lar seg gjøre.

Dette krever at Norge har et større handlingsrom for å trygge nasjonal forsyningssikkerhet enn i dag. Samtidig må vi navigere i en retning som bevarer samarbeidet med våre naboland og gagnar forsyningssikkerhet for alle parter. Tiltak som evner å ivareta begge hensyn må identifiseres og utvikles.

Kapittel 13

Kraftmarkedets utforming og handelen med andre land

I dette kapittelet vil vi beskrive sentrale trekk ved utformingen av kraftmarkedet i Norge samt krafthandelen med andre land. Det gis en overordnet beskrivelse av hvordan dagens kraftsystem er organisert, en kort omtale av strukturelle kraftreformer som nå drøftes i andre land, og hvordan endringer i kraftsystemet fremover kan påvirke krafthandelen med andre land. For en mer detaljert beskrivelse av forbruk, produksjon og kraftbalanse, se henholdsvis kapittel 9, 10 og 11. For en nærmere beskrivelse av samspillet mellom nett og produksjon, samt den detaljerte reguleringen som sikrer markedsbalanse, viser vi til Strømnettutvalgets rapport *'Nett i tide'* fra juni 2022.

13.1 Kraftmarkedet i Norge

I 1991 etablerte Norge et markedsbasert system for omsetning av kraft. I dag er Norge en del av et felles nordisk kraftmarked med Sverige, Danmark og Finland, som igjen er en del av det europeiske kraftmarkedet.

Kraftbørsen er sentral for prisdannelsen i markedet, og da særlig for det som kalles «day-ahead»-markedet (tidligere spotmarkedet). I dette markedet blir priser og elektrisitetsflyt mellom områder beregnet samtidig. Aktører på ulike sider av landegrensene legger inn sine salgs- og kjøpsbud time for time før neste dag, og behøver ikke å reservere kapasitet i nettet på forhånd. Prisdannelsen er illustrert i figur 13.1, hvor vi ikke har tatt hensyn til påvirkningen fra handelen med utlandet.

På ethvert tidspunkt finnes det ulike produsenter som kan tilby kraft. I figur 13.1 er de sortert fra venstre til høyre på den horisontale akse, der de med lavest kostnader kommer først. På den vertikale akse vises kostnaden ved hver av kraftkildene.

Kraftprodusenter som baserer seg på energi fra sol, vind og vann (som ikke har magasiner) må produsere når energien er tilgjengelig. De vil derfor ønske å produsere selv til svært lave priser. For vannkraftprodusenter med magasin kapasitet

stiller situasjonen seg annerledes. De kan spare vannet (energien) dersom produksjonen har en større verdi i fremtiden (en vannverdi) når prisen blir høyere.

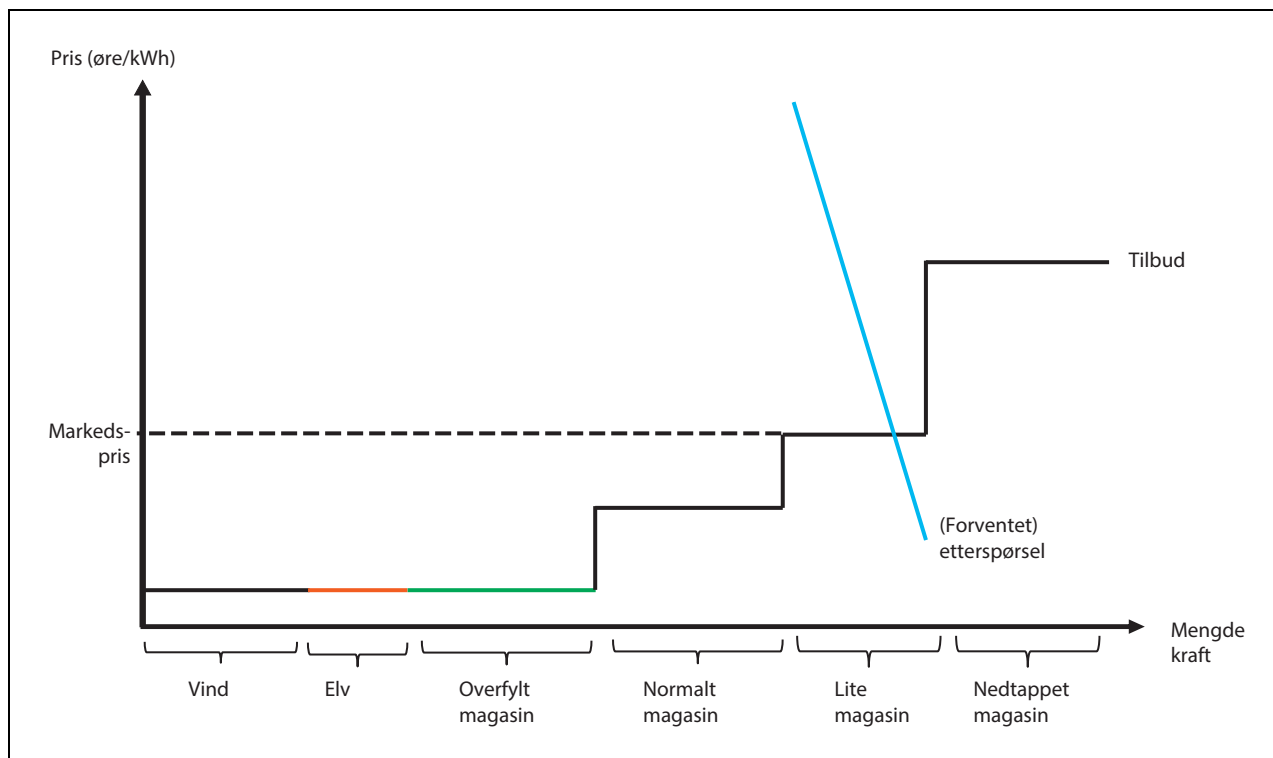
På kraftbørsen blir budene fra alle aktører sammenstilt, illustrert ved markeds-krysset i figur 13.1. Prisen blir satt lik budet fra den siste enheten som kreves for å dekke all etterspørsel. Dersom det er budt inn mye kraft med lave kostnader, blir prisen lav. Hvis det er lite kraft til lave kostnader, må man ta i bruk dyrere ressurser, og prisen blir høyere. Hvis det er flaskehals på grensene, slik at det ikke er mulig å overføre kraft fra billige områder til dyre områder, blir prisene ulike på hver side av grensen. Dette er et system som brukes i de fleste markeder med identiske produkter, for eksempel i en rekke råvaremarkeder.

13.2 Fordeler og ulemper med dagens system

Dagens utforming av kraftmarkedet har flere fordeler.

Et slikt system bidrar til å sikre at tilbudet dekker all etterspørselen. Når prising er basert på siste enhet som kommer inn i markedet, vil det nettopp gi insentiv til å tilby produksjon i markedet helt til behovet er dekket. Systemet garanterer også at all lønnsom kraft blir produsert.

En organisering som i dag bidrar også til at produsenter med lave kostnader mobiliseres først, før produsenter med høyere kostnader. Hvis det for eksempel er lite vann i magasinene og dermed knapphet på vannkraft (hvis en antar kun et norsk marked), vet en vindkraftprodusent at det ikke er den som setter markedsprisen. Da er det viktigste for vindkraftprodusenten å ha mulighet til å selge kraft. For å sikre at den blir valgt, er det beste den kan gjøre å by inn sin kraft til en pris lik sine egne kostnader. Da er den garantert å bli valgt i alle tilfeller der det er lønnsomt å produsere.



Figur 13.1 Prisdannelsen i et isolert norsk kraftmarked

Kilde: Energikommisjonen.

Samtidig har kraftsystemet flere fysiske egenskaper som fører til at prisene kan bli svært høye i situasjoner med knapphet. Elektrisitet må i stor grad produseres når det forbrukes, noe som gjør at bruk av lager for å jevne ut prisene spiller en mindre rolle enn i andre markeder. I andre markeder kan også forbrukssiden tilpasse seg ved å utsette sine kjøp – ved å danne kø. Kraftbrukernes evne til å tilpasse seg er ikke like store. Til sammen gjør det at et bredt spekter av teknologier, med til dels svært ulike kostnadsstrukturer, setter prisene i kraftmarkedet.

Høye spotpriser gir en betydelig omfordeling, der enkelte produsenter oppnår en stor fortjeneste samtidig som sluttbrukerne betaler en svært høy pris. Det er nettopp den situasjonen vi har opplevd i 2022 i deler av Norge, ved at Sør-Norge har hatt svært høye priser. Samtidig har kraftprodusenter hatt en betydelig fortjeneste. En del av fortjenesten tilfaller staten gjennom grunnrenteskatten for vannkraft. En del kraftprodusenter har også inngått avtaler om prissikring for deler av produksjonen, hvilket betyr at de har mottatt en relativt lav pris sammenlignet med den høye prisen på kraftbørsen for den delen av produksjonen.

Et slikt system kan føre til store forskjeller i priser, både på tvers av områder og over tid. Det

kan forklares med knapphet i visse områder eller til visse tider, og tilsvarende mye kraft tilgjengelig i andre områder eller på andre tidspunkter. Variasjoner i prisene vil bidra til at markedet klareres i det enkelte området (strømmen går ikke), men samtidig utfordrer det legitimiteten til systemet. Forskjellen i priser mellom Midt-Norge/Nord-Norge og Sør-Norge har vært betydelig i store deler av 2022, med priser nær null i Midt-Norge/Nord-Norge i lange perioder og priser til tider over 5 kr/kWh i Sør-Norge. Det har imidlertid typisk vært små prisforskjeller i perioden 1991-2021, og slik sett er det helt unikt det vi nå har opplevd. Vedvarende, betydelige prisforskjeller mellom ulike deler av landet kan bidra til å svekke systemets legitimitet og støtte i befolkningen. Vedvarende svært *lave* priser i enkelte områder kan på sin side være en utfordring dersom kraftprodusentene ikke får dekket sine kostnader.

En annen utfordring er at en produsent med stor produksjon kan få markedsrett. Dette har vært tydelig i forbindelse med Russlands opptreden i gassmarkedet i Europa, som også har ført til svært høye priser i strømmarkedet. Europa har få alternativer, og det har så langt ikke vært mulig å tilfredsstille all etterspørsel uten leveranser av gass fra Russland. Når en aktør får en sterk posisjon, kan den holde tilbake produksjon og dermed

fremtvinge en høyere pris, eller rett og slett sette en høy pris.

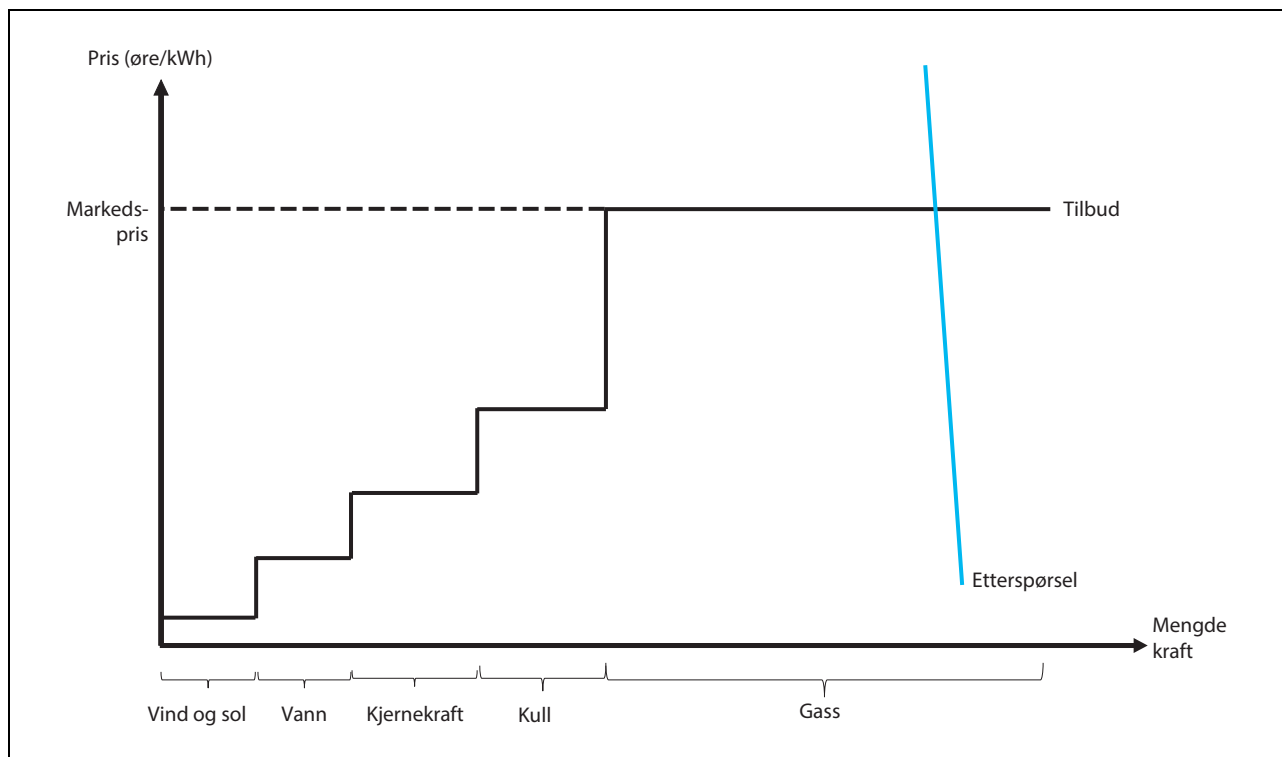
I det norske kraftmarkedet, som i alle markeder, er det behov for regler som sikrer at en unngår skadelig utnyttelse av markedsrett. Både RME og Konkurransetilsynet overvåker kraftmarkedet, blant annet gjennom et samarbeid der de overvåker prisbevegelsene i markedet. Konkurransereglene håndheves av Konkurransetilsynet, og det er et forbud mot konkurranseskadelig samarbeid og mot misbruk av en dominerende stilling. I tillegg kan Konkurransetilsynet gripe inn mot konkurranseskadelige fusjoner og oppkjøp. Etter at Konkurransetilsynet vedtok å gripe inn mot to oppkjøp på begynnelsen av 2000-tallet, har ikke Statkraft – som er den største produsenten i det norske markedet – gjennomført noen større oppkjøp i det norske kraftmarkedet. Den gang var bekymringen at Statkraft etter et eventuelt oppkjøp kunne utnytte markedsrett i forbindelse med flaskehals mellom ulike områder. Konkurransetilsynet har nylig uttalt at det var eksempler på uheldig adferd i det norske kraftmarkedet i årene etter dereguleringen på 90-tallet, men at de ikke har indikasjoner på at dagens høye strømpriser skyldes brudd på konkurranseloven i Norge (Skjæveland og Søreide, 2022).

13.3 Utfordringer under dagens krise

På bakgrunn av de høye prisene i kraftmarkedet i 2021/2022 har det blitt stilt flere spørsmål ved dagens markedsutforming, og særlig om det er riktig at den marginale produsenten skal sette prisen når mye av kraftproduksjonen har betydelig lavere driftskostnader.

Hvis vi går noen få år tilbake i tid, så ble det spådd en kollaps i kraftmarkedet en gang utpå 2020-tallet (Omland, 2018). Med kollaps mentes svært lave priser i perioder. Grunnen var at det ble installert og var planer om mye uregulerbar kraft på kontinentet, og da særlig sol og vindkraft. Når vinden blåser ville det bli svært høy produksjon, og prisen kunne gå mot null. I dag opplever vi det motsatte, med svært høye priser i lange perioder. Rett nok ser vi flere eksempler på svært lave priser i noen timer med svært høy vind- og solkraftproduksjon, i tråd med det som er spådd, men snittprisen over tid har vært høy. Det er flere faktorer som kan forklare dagens situasjon.

Den viktigste årsaken er at Russland har redusert sine leveranser av gass til Europa betydelig, som omtalt i kapittel 3. Det rammet EU hardt, da de hadde gjort seg avhengig av russisk gass for å sikre sin energiforsyning. Flere andre uheldige omstendigheter har forsterket effekten av Russ-



Figur 13.2 Prisdannelsen i det europeiske kraftmarkedet

Kilde: Energikommisjonen.

lands struping av gassleveranser. Nedstenging av termisk kraftproduksjon har vist seg vanskelig å reversere og det har vært driftsproblemer for kjernekraft i Frankrike. Tørke i Europa har gitt redusert produksjon, ved at båter har hatt problemer med å frakte kull til kullkraftverk på elver som har lite vannføring, og kjernekraft har hatt problemer med nedkjøling på grunn av mangel på vann.

De gjenværende leveransene av russisk gass har vært helt avgjørende for å klarere markedet, og å sikre nok kraft til å dekke etterspørselen. I figur 13.2 er det illustrert hvordan gass, som benyttes til produksjon av kraft, påvirker prisdannelsen i kraftmarkedet i Europa i dag.

De ulike energikildene har ulike kostnader. Markedsprisen som settes, er basert på budet fra den siste enheten som kommer inn i markedet. I dag er ofte den siste enheten strøm produsert ved hjelp av gass.

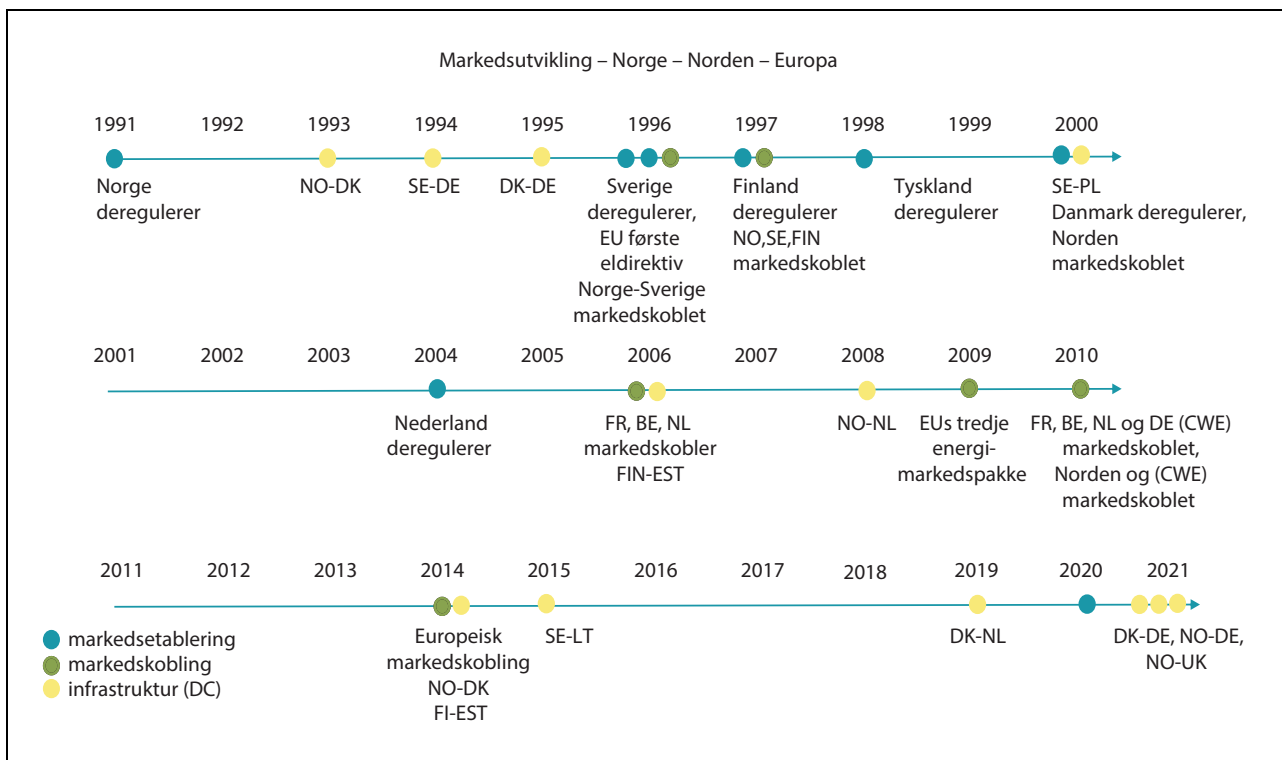
Høsten 2022 er Europa fortsatt avhengig av russisk gass og import av LNG (flytende gass) for å klarere kraftmarkedet. Som et svar på behovet for gass bygges det nå havner som tar imot LNG. Det bygges også økt lagringskapasitet. Noen av disse anleggene kan bli klare allerede mot slutten av 2022, men det vil likevel ta noe tid å få økt kapasiteten betydelig. Norge har økt sine gassleveranser med 8 prosent, men heller ikke det er tilstrek-

kelig til å kompensere for bortfallet av russisk gass. Dermed blir gassprisen bestemt av LNG til høye priser og forventninger om fremtidig gasstilgang. Knappheten på energi er en stor utfordring i Europa.

Norge er koblet til det europeiske markedet gjennom strømkabler. Den første kablet ble satt i drift i 1960. Fra og med dereguleringen av kraftmarkedet i Norge, og etter hvert i det øvrige Europa, har Norge, Norden og Europa blitt tettere koblet sammen både markedsmessig og fysisk. Figur 13.3 viser flere av milepælene i utviklingen.

Fra 1996 ble det etablert en felles svensk-norsk kraftbørs, og dermed et felles marked. Markedet har gradvis blitt utvidet, og vi er nå en del av et europeisk strømmarked. Det oppstår til tider flaskehals i nettet mellom ulike områder, slik at det kan være prisforskjeller mellom Norge og utlandet. Figur 13.4 viser at prisene i Sør-Norge (NO2) har samvariert med prisene i Tyskland og Storbritannia i en rekke år. Særlig har det vært en tett kobling med tyske priser.

Samtidig har norske priser blitt betydelig påvirket av tørre og våte år. I tørre år er prisen gjerne høyere i Norge enn i utlandet, mens i våte år er den lavere. For eksempel var prisen i Norge betydelig høyere enn i Tyskland i 2003. Dette var et tørt år og muligheten for import var nokså



Figur 13.3 Utviklingen i integrasjonen mellom det norske, nordiske og europeiske kraftsystemet

Kilde: Energikommisjonen.

begrenset. I 2020 var prisen i Norge svært lav som følge av våtår.

Kapasiteten på mellomlandsforbindelsene ble økt betydelig i 2021 ved åpningen av to nye kabler, henholdsvis til England og Tyskland. I figur 13.5 har vi vist samtlige mellomlandsforbindelser for Norge. De siste kablene førte til at kapasiteten på mellomlandsforbindelsene økte med nær 50 prosent.

Økningen i kapasitet på mellomlandsforbindelsene har ført til at utenlandske priser i større grad enn før påvirker norske priser. Det gjelder særlig i Sør-Norge, som har størst kapasitet i forbindelsene til utlandet. I hvor stor grad de norske prisene påvirkes vil i tillegg til overføringskapasiteten på mellomlandsforbindelsene avhenge av blant annet om det er våtår eller tørrår i Norge, og prisutviklingen i våre naboland. Effekten av de to siste mellomlandsforbindelsene er vanskelig å fastslå med sikkerhet, dels fordi de er relativt nye og dels fordi de ble åpnet i en helt ekstraordinær situasjon (Statnett, 2022), (Sintef, 2022).

Figur 13.6 viser prisdannelsen i det norske kraftmarkedet, når vi også tar hensyn til koblingen til utlandet. Norske kraftpriser bestemmes av mange ulike faktorer. Nivået på etterspørselen påvirkes i stor grad av vær og sesong. Etterspørselen en sommerdag er normalt lavere enn en kald vinterdag, illustrert ved de to etterspørselskurvene. Fordi etterspørselen historisk har vært lite prisfølsom er etterspørselskurven nesten vertikal. Det betyr at høye priser bare gir en liten

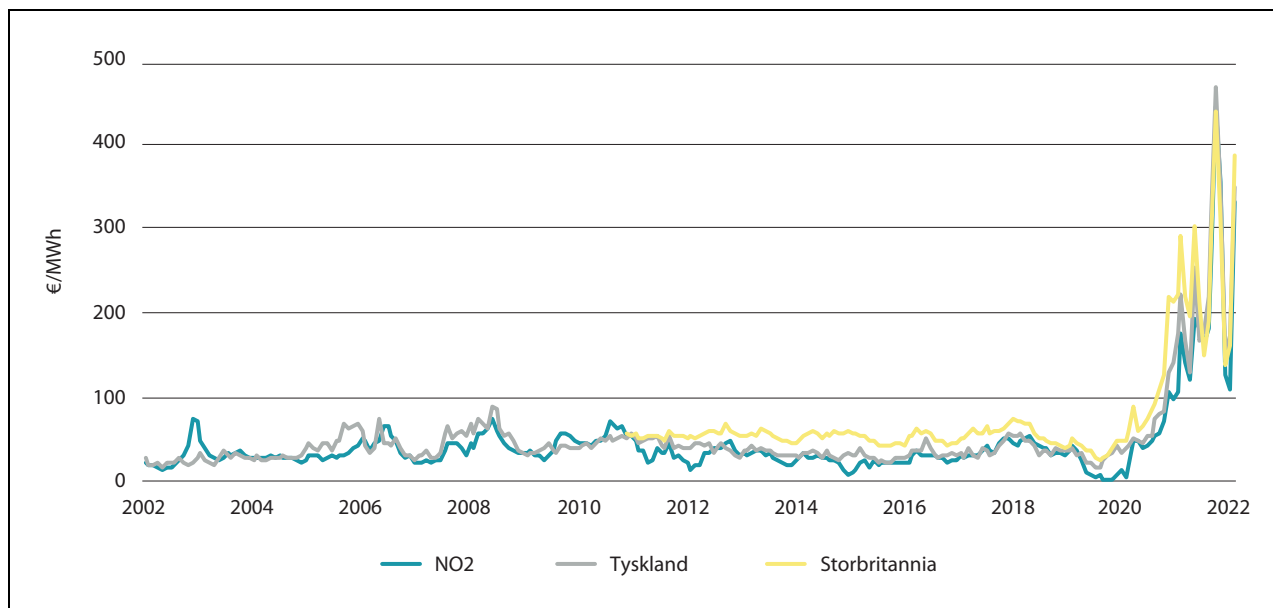
reduksjon i etterspørselen. Reduksjonen i kraftforbruket vi har sett det siste året kan imidlertid indikere at ved svært høye priser er etterspørselen noe mer følsom enn vist i figuren.

Tilbudskurven kan illustreres som en trapp med flere nivåer. Lengst til venstre og til lavest kostnad er vindkraft, solkraft og uregulert vannkraft. Dette er produksjon som alltid bys inn til lave/nullpriser og derfor brukes først. Ettersom produksjonen varierer med været vil tilbudskurven være ulik under ulike værforhold.

Prisen på kull, gass og CO₂ bestemmer driftskostnader for kraftverk i land Norge handler med. Den varierende kostnaden påvirker norske vannverdier og flytter derfor den midterste delen av tilbudskurven opp og ned. Magasinfylling og tilsiget her hjemme bidrar også til å bestemme hvordan vannkraften prises sammenlignet med kraftverk i utlandet.

Den bratteste delen av tilbudskurven til høyre representerer topplastverk og driftskostnaden av disse. På grunn av lavere virkningsgrad har topplastverk ofte høyere driftskostnader per produserte energienhet enn andre gass- og kullkraftverk. Til tross for at disse ikke finnes i Norge, kan de sette prisen også her på tidspunkter hvor vi har for lite effekt i Norge til å dekke det norske forbruket og samtidig ha full eksport.

De grønne sirkene, der tilbud og etterspørsel krysser, viser kraftprisen. Kraftprisen kan variere mye i tid og mellom ulike prisområder.



Figur 13.4 Prisutviklingen i Norge (NO2), Tyskland og Storbritannia. 2002–2022

Kilde: Statnett.



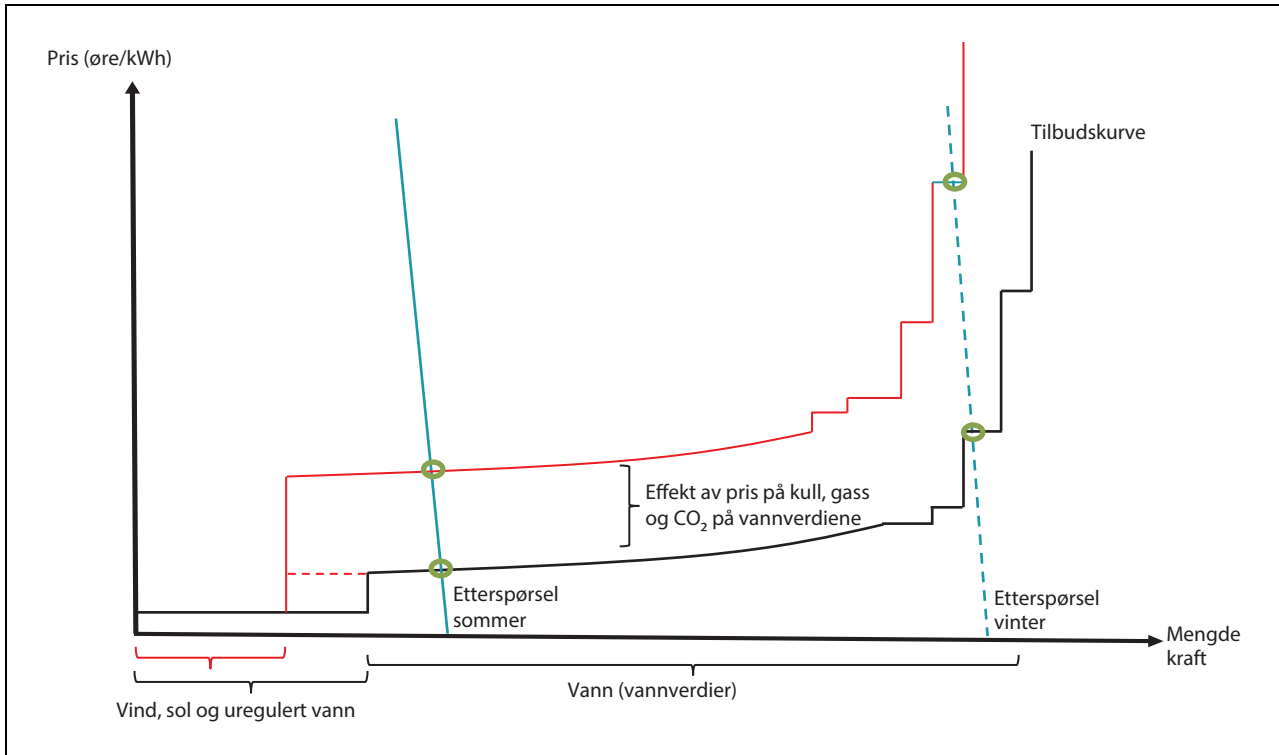
Figur 13.5 Mellomlandsforbindelser

Kilde: NVE og Energikommisjonen.

I Norge har en stor andel sluttbrukere knyttet sin kraftpris opp mot prisen på kraftbørsen (spotprisen). Dermed slår høye priser umiddelbart inn på strømregningen til husholdninger og kan på den måten være uheldig for forbrukerne. På den annen side vil perioder med svært lave priser på kraftbørsen, som var tilfelle i hele Norge i store deler av 2020 og i Nord-Norge i store deler av 2022, også slå umiddelbart inn i prisene til hus-

holdningene og slik sett være gunstig for forbrukerne.

En viktig lærdom fra dagens krise er at den tette integreringen med det europeiske kraftmarkedet gjør oss sårbare for situasjoner med energimangel og høye priser i våre naboland. Gitt det store innslaget av spotpriskontrakter for husholdninger og til dels næringsliv, gir en krise i våre naboland en ganske umiddelbar effekt på prisene



Figur 13.6 Norske kraftpriser påvirkes av europeiske priser

Kilde: Energikommisjonen.

norske forbrukere står overfor. Det er derfor behov for å gjøre systemet mer robust. Både for å dempe prisutslagene for forbrukere og for å trygge vår egen forsyningssikkerhet.

13.4 Strukturell markedsreform i andre land

Det norske kraftsystemet er unikt i den forstand at det allerede er basert på fornybar kraft, i hovedsak vannkraft. I andre land har kraftsektoren i liten grad vært fornybar. Samtidig som de avvikler kraftproduksjonen som er basert på fossil energi, må disse landene bygge opp et nytt kraftsystem for å nå målet om nullutslipp. Omstillingen fra fossil til fornybar produksjon i disse landene er dramatisk. De endrer fra et system med stabil tilførsel av kraft (termisk system) til et system der de er avhengige av uregulerbar kraft som sol- og ikke minst vindkraft. Dette kan skape store prissvingninger fra dag til dag, avhengig av om det er sol og vind.

I juli 2022 sendte britiske myndigheter på høring et notat som oppspill til en offentlig debatt om hvordan markedet skal organiseres (Ministry of Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). EU har på sin side planer om å legge frem et for-

slag til en strukturell reform i løpet av vinteren 2022/2023.

Den store omstillingen mot fornybar produksjon som vi ser i bl.a. EU og Storbritannia, understreker behovet for å vurdere hvordan de store investeringene i uregulerbar fornybar kraft skal finansieres. En del av den fornybare kraften, som vindkraft, har et begrenset antall timer den kan produsere. Dersom vindkraftprodusentene får betalt i spotmarkedet kan prisen bli lav, da mye produksjon kommer inn i markedet på samme tid. Dette er bakgrunnen for at det allerede i dag eksisterer langsiktige kontrakter der vindkraftprodusentenes fremtidige inntekter er helt eller delvis frikoblet fra den daglige prisen på kraftbørsen. Noen av kontraktene er inngått på rent kommersielle vilkår, såkalte Power Purchase Agreements (PPA), mellom vindkraftprodusenter og kjøpere. I tillegg er det en rekke eksempler på såkalte differansekontrakter, særlig i Storbritannia. En variant av differansekontraktene innebærer at vindkraftprodusentene konkurrerer om å bygge ut med lavest mulig støtte fra myndighetene. Gjennom langsiktige avtaler avlaster staten produsentene for risikoen de ellers måtte påta seg på egen hånd. Det er et eksempel på offentlig støtte som kan bidra til å realisere investeringer i fornybar kraft til lavest mulig kostnad for samfunnet.

Omstillingen mot en stor andel uregulerbar kraft vil føre til store variasjoner i kraftproduksjonen fra dag til dag og fra time til time, særlig avhengig av om det blåser eller ikke. Det er behov for et markedsdesign som kan håndtere slike svingninger, og da må en ha en prisdannelse som tilsvarer det en har i dag der markedet klareres hver time (eller oftere). Det sikrer at kraft er tilgjengelig, men samtidig kan det gi store prissvingninger som det ikke er ønskelig fullt ut å velte over på sluttbrukerne. Av den grunn er det både i EU og Storbritannia debatt om et mulig fremtidig topprissystem som skal legge til rette for investeringer i fornybar kraft, tilbud om stabile priser til sluttbrukerne og markedsklarering.

Det er flere mulige systemer med to priser i markedet. Et slikt mulig system som har vært drøftet for kraftmarkedet, er et eget marked for uregulerbar kraft (*as available*) og et for regulerbar kraft (*on demand*). Typisk vil noen produsenter selge i det ene markedet, og andre produsenter i det andre markedet. Kjøperne kan da velge å kjøpe fra det første markedet (uregulerbar kraft), hvor det er lavere leveringssikkerhet, og da for eksempel i form av en fastpriskontrakt. Alternativt kan de kjøpe fra det andre markedet (regulerbar kraft), hvor leveringssikkerheten er høyere, men da til en pris som blir satt slik som i dagens markedssystem. I høringsnotatet fra Storbritannia omtales dette systemet kort. De peker på flere mulige fordeler med et slikt system:

- Prisen i markedet for uregulerbar kraft kan frikobles fra prisen i markedet for regulerbar kraft. Om en lykkes med det, vil en unngå prissmitte og store prissvingninger fra markedet for regulerbar kraft.
- Det kan avdekke etterspørselen etter fleksibilitet og det kan avdekke hvor mye kundene er villige til å betale for sikker levering i markedet for regulerbar kraft.
- Det vil bidra til fleksibilitet på etterspørselssiden ved at kundene kan handle i begge markedene.
- Det kan potensielt bidra til å understøtte investeringer i fornybar kraft, da markedet for uregulerbar kraft gir større mulighet for langsiktige kontrakter og dermed forutsigbarhet.

Samtidig pekes det i høringsnotatet på flere mulige ulemper med et slikt system:

- Det er ikke klart hvordan et slikt system skal designes. Blant annet kan samspillet mellom markedene bli en utfordring, herunder i hvor stor grad en lykkes med å frikoble prisdannelsen i markedene fra hverandre.

- Det er et åpent spørsmål hvilken merverdi et slikt helt nytt system vil frembringe. Mange av fordelene vil skyldes at forbrukerne står overfor mer finmaskede priser, nærmere bestemt mer prising av fleksibilitet. Mer fleksibilitet kan oppnås på andre måter enn gjennom en todeling av markedet.
- Et topprissystem kan føre til redusert konkurranse, fordi det kan bli færre aktører i hvert av de to markedene enn i et felles marked.
- En overgang til et topprissystem er en utfordring på kort sikt, da det kan føre til at investeringer blir stilt i bero i påvente av et nytt system.
- Et topprissystem kan skape utfordringer for forbrukerne hvis et slikt system gir et mer kompleks og uoversiktlig marked.

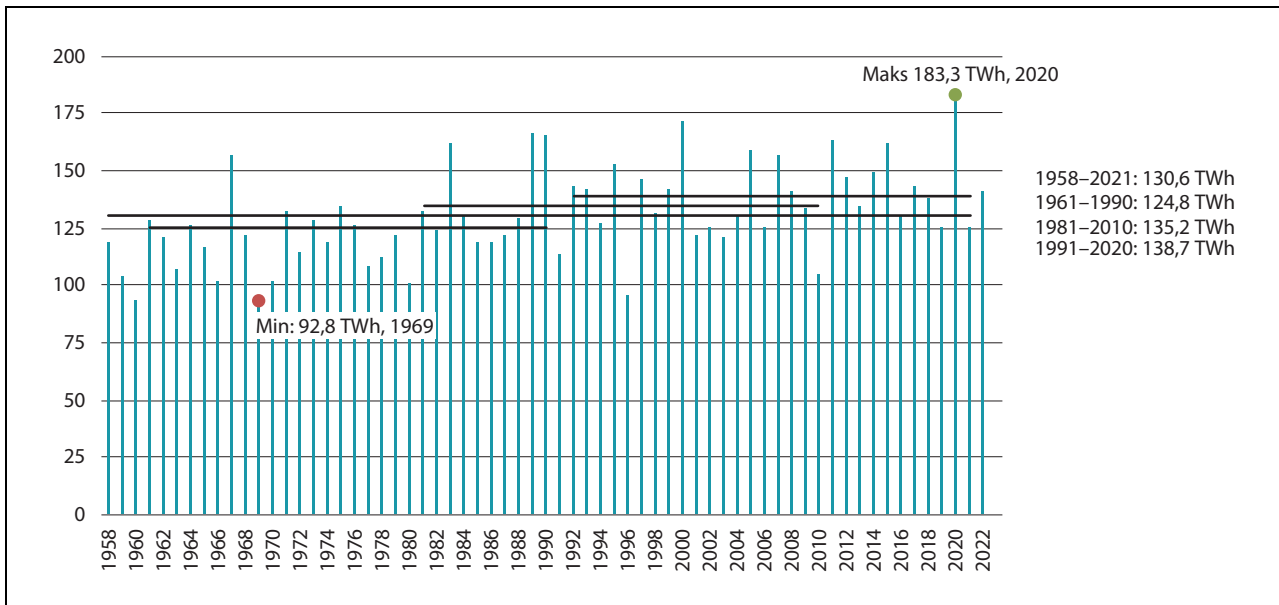
I høringsnotatet vises det kort til en annen og mindre drastisk endring i markedsdesign i samme retning. Da er det imidlertid enda mer usikkert i hvor stor grad en vil lykkes med å frikoble prisen i markedet for uregulerbar kraft fra prisen i markedet for regulerbar kraft. Det påpekes også at det er usikkert om insentivene for utbygging av ny kraft heller kan oppnås gjennom PPAer (Power Purchase Agreements), det vil si langsiktige avtaler mellom kraftprodusenter og kunder.

Videre understrekes det i høringsnotatet at topriismodellen er en uprøvd, konseptuell tilnærming med flere mulige ulemper, som nevnt over.

I EU er det en lignende debatt, men på et enda tidligere stadium enn den som er i Storbritannia. Hellas har foreslått et topprissystem som mulig løsning på dagens energikrise. EU-kommisjonen har i opptakten til sin høring om markedsdesign, i et notat på et helt overordnet nivå, omtalt en mulig løsning med et topprissystem (Non-paper, 2022). Det er høyst usikkert hvordan et slikt system faktisk blir, da det så langt ikke er noen detaljert beskrivelse av forslaget. Forslaget må ses i sammenheng med den strukturelle reform for strømmarkedet i EU, som EU-kommisjonen trolig vil legge frem på høring vinteren 2022/2023.

13.5 Handel med utlandet

Norge er koblet til de andre nordiske landene, Tyskland, Nederland og Storbritannia gjennom utenlandsforbindelser. En viktig begrunnelse for å knytte oss til utlandet har vært å styrke forsyningssikkerheten. Denne begrunnelsen står seg også i dag, selv om vi nå ser at det i situasjoner med knapphet på energi i våre naboland kan opp-



Figur 13.7 Variasjoner i tilsig fra observert vannføring i Norge. 1958–2022

Kilde: NVE.

stå utfordringer med å importere kraft. Utenlandsforbindelsene gjør det mulig å importere kraft i år med lite tilsig i norske vannmagasiner, og eksportere i andre år. Variasjonen i tilsig fra år til år er vist i figur 13.7, der en ser at tilsiget i 1991 var 79 TWh større enn tilsiget i 1996.

Klimaendringene gjør at en kan forvente enda større variasjoner i fremtiden, se kapittel 8. Thomas prognose viser at variasjonen kan være opptil 100 TWh mellom tørrår og våtår, se kapittel 11. Hvis Norge skulle vært selvforsynt, måtte en ha bygget ut tilstrekkelig kraftproduksjon til å dekke behovet i tørrår. Det vil gi et stort kraftoverskudd i alle andre år, med lave priser. Det vil bli lite lønnsomt med kraftutbygging og energieffektivisering. Samtidig vil de lave prisene tiltrekke seg ny industri og isolert sett være gunstig også for forbrukerne. Det vil imidlertid ikke være mulig å opprettholde en kraftbalanse som sikrer oss i tørrår uten store subsidier til ny utbygging. Mye kraft vil kunne gå til spille i et slik tenkt lukket kraftsystem preget av vannkraft. Produksjonen i våtår kan bli så stor at prisen blir tilnærmet null, og det kan i tillegg være vann som ikke blir benyttet til å produsere kraft.

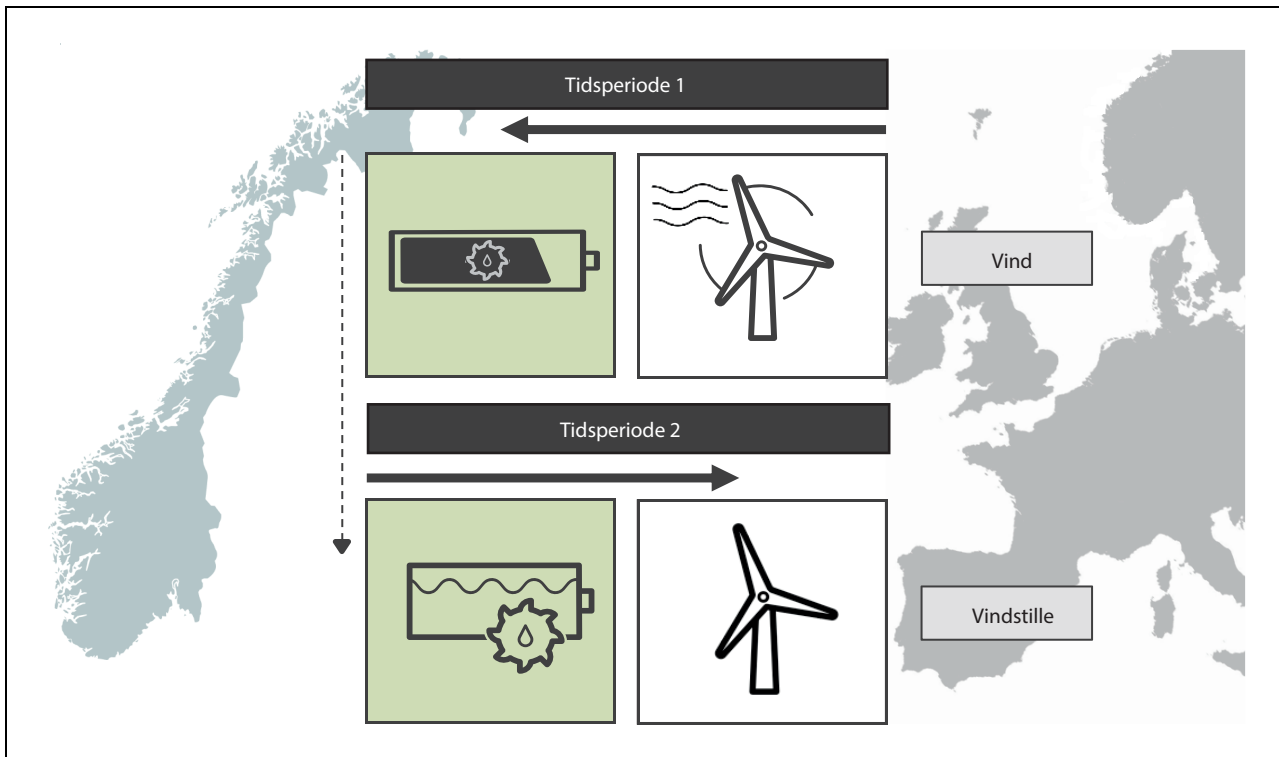
Utenlandskabler gir oss mulighet for å importere i tørrår, og dermed unngå å bygge ut så stor produksjon, og samtidig eksportere i våtår når vi har mye kraft tilgjengelig. Utenlandskablene benyttes også til mer kortsiktig krafthandel, der det norske vannkraftsystemet frem til nå har handlet med det termiske systemet som omgir

oss. Et termisk system – som kjernekraft og kullkraft – vil typisk produsere et stabilt kvantum over døgnet. Vannkraft, derimot, er fleksibel og kan på kort varsel skru av og på produksjonen. Samspillet mellom de to systemene førte til at Norge eksporterte til utlandet på dagtid når omverdenen hadde behov for mer kraft, og importerte på nattetid når omverdenen produserte mer enn etterspørselen. Følgelig oppstod det handel som begge parter tjente på.

Med overgang til fornybar energi i andre land står vi overfor et helt annet samspill med landene rundt oss. Men det betyr ikke at det ikke lenger er potensial for handel som kan tjene begge parter. Norge vil fortsatt ha gevinst av å kunne importere kraft i tørrår og eksportere kraft i våtår. Det er også fortsatt potensial for kortsiktig utveksling. Dette kan illustreres ved hjelp av figur 13.8, der pilene illustrerer kraftflyten.

La oss betrakte to tidsperioder, der det i den ene perioden blåser på kontinentet (tidsperiode 1) og i den andre perioden ikke blåser på kontinentet (tidsperiode 2). Når det blåser i utlandet blir det stor produksjon fra vindkraft, og prisen blir lav. Da er det potensial for å importere til Norge til en lav pris, og selv spare på eget vann. Vannet kan spares til neste periode, når det ikke blåser i utlandet.

Det vil ikke nødvendigvis alltid være slik at norske forbrukere får like lav pris som i utlandet når det blåser. Import i perioder med mye vind betyr at vann kan spares og dermed brukes på et senere tidspunkt. Da kan det tenkes at prisen i



Figur 13.8 Illustrasjon av kortsiktig handel med utlandet

Kilde: Energikommisjonen.

Norge i perioden med import er høyere enn prisen i vårt naboland fordi vannkraftprodusentene finner det lønnsomt å spare på vannet til en senere periode med høyere pris. Når vann blir spart og brukt til produksjon senere, vil import til en lav pris bidra til lavere pris også i andre perioder. Slik sett vil import til en lav pris bidra til lavere gjennomsnittspris i Norge, selv om prisen på tidspunktet for import er høyere i Norge enn i utlandet. Konkurransen vil sikre at vann disponeres på en slik måte at priser helt eller delvis utjevnes. Det skyldes at i en konkurransesituasjon vil en produsent ønske å flytte sin produksjon i retning av perioden med høy pris. Dette er gunstig sett ut fra hensynet til disponeringen av magasinene, da vann blir spart for bruk i perioder med knapphet (Bye, von der Fehr, Riis og Sørgard, 2003).

13.6 Markedsdesign og utenlandshandel fremover

Det vil skje store endringer i kraftsystemet i årene som kommer, dels som følge av overgang til mer fornybar energi som respons på klimakrisen og dels som respons på den pågående energikrisen. Dette kan få stor betydning for organiseringen av vår krafthandel med utlandet, og dermed også for

det norske kraftmarkedet. Gitt den store usikkerheten om hva som vil skje i landene rundt oss de nærmeste årene, er det ikke tilrådelig nå å detaljert skissere en ensidig endring i reguleringen av dagens norske kraftmarked. Vi vil derfor her kun skissere noen utfordringer fremover, og i hvilken retning systemet bør endres. Våre anbefalinger til hvilke tiltak som bør iverksettes blir gitt i kapittel 1.

Det kan være hensiktsmessig å skille mellom videreutvikling av det norske systemet som sådan, og videreutvikling av samspillet med utlandet.

13.6.1 Markedsdesign i Norge fremover

Som kort forklart over, drøftes det store strukturelle kraftmarkedsreformer i landene rundt oss. De har imidlertid helt andre utfordringer enn hva vi har i det norske kraftsystemet. De skal avvikle sin eksisterende fossile produksjon og må bygge opp en kraftsektor som i stor grad vil bli basert på uregulerbar kraft som sol- og vindkraft og nye fleksibilitetsløsninger. I Norge bygger vi videre på det vi har, i stor grad regulerbar vannkraft, der ny uregulerbar kraft blir mer et supplement enn selve grunnstammen i vårt system. Så selv om det er nyttig for oss å lære av andre lands erfaringer,

må vi ta høyde for de unike egenskapene ved det norske kraftsystemet når vi skal foreta eventuelle endringer i reguleringen av vårt kraftmarked.

Selv om vannkraft også i fremtiden vil være helt sentral i det norske systemet, vil vindkraft få en stadig større andel av den totale produksjonen i Norge. På etterspørselssiden skjer det også store endringer, for eksempel ved at forbrukere lader elbiler smart og på andre måter tilpasser sitt forbruk til prisvariasjoner gjennom døgnet og gjennom uken.

De store svingningene både på kort og lang sikt krever et system for å koble på den billigste kraftkilden først på ethvert tidspunkt, og for å mobilisere nok kraft til å klarere markedet. Erfaringene fra energiloven har vist at et system med en kraftbørs i engrosmarkedet bidrar til at markedet klareres, og at det er produsentene med lavest kostnader som faktisk produserer. Erfaringene med vindkraft så langt er gode. Når det er meldt vind neste dag, byr vindkraftprodusentene inn på kraftbørsen slik at kraften blir solgt i markedet. Systemet sikrer dermed at de som produserer til lavest kostnad mobiliseres. Når det produseres vindkraft, er det mulig å holde tilbake vann i magasinene som kan brukes i senere perioder. Slik sett vil ikke mer fornybar kraft – som er uregulerbar – i seg selv tale for å endre dagens regulering av kraftmarkedet. Snarere tvert imot, dagens system gir et godt samspill mellom vind- og vannkraft. Det norske kraftsystemet med regulerbar vannkraft som samspiller godt med vindkraft vil fortsatt være unikt, når våre naboland får en overgang til et system med mye større andel uregulerbar kraft.

Med endrede forbruks- og produksjonsmønstre må vi legge vekt på å fornye og videreutvikle dagens markedssystem. Det er blant annet viktig å utvikle og utnytte mer fleksibilitet på forbrukssiden. Det må utformes mekanismer og lagringsløsninger som gjør det lettere å flytte kraftforbruket til tider der det ikke er stor knapphet. Kraftforbruket må reduseres mer når prisene stiger, enn hva som er tilfelle i dag. Kapittel 9 beskriver endringer i dagens system som vil øke fleksibiliteten på forbrukssiden, mens fleksibilitet på produksjonssiden omtales i kapittel 10.

Dagens krise er i hovedsak en energikrise. En viktig lærdom er at kraftbalansen i Norge er av stor betydning for forsyningssikkerheten, og en klar indikasjon på at utbygging av fornybar kraft er avgjørende for å unngå lignende kriser i fremtiden. Kombinert med økt fleksibilitet på forbruks- og produksjonssiden, vil økt kraftproduksjon redusere faren for dramatiske utslag av en ny

krise i det norske energimarkedet. Nettopp slike tiltak kan bidra til at forbrukerne, både husholdninger og næringsliv, er sikret kraft til en akseptabel pris i fremtiden. Men en dramatisk krise med stor mangel på energi kan bety høye priser også i fremtiden. Da er det viktig å dra lærdom av erfaringene fra dagens krise, og tiltakene som har blitt iverksatt. Det er for eksempel nå en diskusjon om mulige restriksjoner på magasinfyllingen for å bidra til forsyningssikkerheten, tilsvarende diskusjoner i oppfølgingen av den anstrengte kraftsituasjonen vinteren 2002 og 2003.

Norske husholdninger er, som forklart over, mer eksponert for svingninger i kraftpriser enn i de fleste andre land, fordi mange har en strømvtale der prisen er direkte knyttet til spotprisen i engrosmarkedet. Slik sett er det en mulighet for husholdninger i større grad å inngå langsiktige avtaler dersom de ønsker større forutsigbarhet om strømregningen. Samtidig bidrar fleksibilitet i forbruket til å avhjelpe både energi- og effektknapphet.

Hvis forbrukerne i dagens system skal tilbys langsiktige avtaler på kommersielle vilkår (altså ikke subsidiert), vil det ikke innebære lavere gjennomsnittspris til forbrukerne. En løsning med et toprissystem langs de linjer som drøftes blant annet i Storbritannia (se beskrivelse over), kan innebære at større kraftbrukere har langsiktige avtaler koblet opp mot for eksempel produsenter av vindkraft og i større eller mindre grad frikobles den daglige spotprisen. I hvilken grad dette er mulig i praksis, hvordan det vil fungere i det norske systemet og om det gir noen gevinster for forbrukerne og samfunnet, er det altfor tidlig å ta stilling til.

Et helt sentralt spørsmål fremover er oppbygging av tilstrekkelig fornybar produksjonskapasitet. En del av den fornybare kraften, for eksempel vindkraft, har et begrenset antall timer den kan produsere. Om det er mye vindkraft, kan det i tillegg bety at prisen den får betalt i et vanlig spotmarked er relativt lav siden mye produksjon kommer inn i markedet på samme tid. På grunn av stort innslag av regulerbar vannkraftproduksjon i Norge forventes prisene fremover å være mer stabile enn i land hvor vindkraften står for en stor andel av produksjonen. Av den grunn kan vindkraft oppnå en bedre pris i Norge enn i andre land. Flere av vindkraftprosjektene er finansiert ved hjelp av PPAer, som er en langsiktig kraftsalgsavtale. Det sikrer forutsigbarhet og dermed bedre finansieringsmuligheter for vindkraftprodusentene. Det er likevel viktig å vurdere om det er behov for nye mekanismer som kan sikre

Boks 13.1 Differansekontrakter

En differansekontrakt innebærer vanligvis at staten inngår en langsiktig avtale med en utbygger, for eksempel en utbygger av havvind, der utbyggeren garanteres en fast pris i en bestemt periode. En av fordelene med langsiktige kontrakter er at staten gjennom slike kontrakter direkte kan styre antall GW som bygges ut og takten på utbyggingen. I tillegg vil risikoen, og dermed finansieringskostnadene, for prosjektene kunne reduseres vesentlig, da kontraktene gir sikre inntekter (gjør prosjektene såkalt «bankable»).

En differansekontrakt innebærer at det settes en garantipris (strike price) per kWh, som utbyggeren mottar for en fastsatt periode. En tosidig differansekontrakt innebærer at hvis prisen i markedet blir lavere, vil utbyggeren motta et støttebeløp, og hvis prisen i markedet blir høyere vil staten motta et beløp tilsvarende differansen mellom garantiprisen og markedsprisen. En mulighet er at utbyggeren får inntekten fra en andel av sin produksjon gjennom garantiprisen, og at inntekten av resten av produksjon er markedsbestemt.

Garantiprisen kan bli fastsatt administrativt eller gjennom konkurranse. Storbritannia har i en rekke prosjekter, blant annet innen bunnfast havvind, benyttet differansekontrakter, der utbyggerne byr på garantiprisen. Et slikt system gir insentiver til å konkurrere på hvilken

garantipris en vil tilby. Erfaringen fra Storbritannia er at slik konkurranse over tid har bidratt til å senke garantiprisen, og dermed kostnadene.

Dersom man bruker differansekontrakter som sikrer utbygger en fast pris uavhengig av spotprisen, vil det oppstå gevinster når spotprisen er over garantiprisen og en kostnad når spotprisen er lavere enn denne prisen. Samlet kan differansekontrakter føre til en gevinst for staten (hvis spotprisen over tid er høyere enn garantiprisen) eller det kan føre til støtte fra staten til utbyggeren (hvis spotpris over tid er under garantiprisen). Alternativt kan gevinst/kostnad føres frem til forbrukerne som et påslag/fradrag i strømgregningen. Hvilken pris utbyggeren er villig til å by for å bygge ut (garantiprisen) vil imidlertid ikke påvirkes av hvorvidt gevinst/kostnad videreføres til forbrukeren, og slik sett vil ikke kostnaden for samfunnet påvirkes av hvem som til slutt betaler regningen (eller får gevinsten). I EU diskuteres det å innføre differansekontrakter for å finansiere strømstøtte til forbrukerne fordi man forventer at kraftprisnivået, basert på marginalpriseringsprinsippet, vil ligge over det støttebeløpet som er nødvendig for å utløse investeringer i ny fornybar kraftproduksjon. I Storbritannia er det i mange tilfeller slik at gevinst/kostnad videreføres til forbrukerne.

utbygging av tilstrekkelig fornybar kraft fremover. Dette er særlig aktuelt for havvind, og da spesielt flytende havvind, som har en betydelig høyere investeringskostnad enn vindkraft på land. Det kan for eksempel skje ved såkalte differansekontrakter. Dette kan bidra til å avlaste risiko og inneholder samtidig et element av statlig støtte.

Et alternativ til differansekontrakter er direkte investeringsstøtte. Det sistnevnte vil typisk være mer velegnet ved umodne teknologier. Dette vil kunne være pilot- og demonstrasjonsprosjekter, der teknologirisikoen er stor og det er usikkert hvilken produksjon teknologien vil føre til (Menon, 2020), (Oslo Economics, 2022).

Et kraftsystem med mye regulerbar vannkraft er dynamisk i den forstand at vann kan flyttes fra en periode til en annen, og det er svært krevende å avdekke om produsentenes adferd er skadelig sett fra samfunnets side. Det er viktig at strukturen i markedet er slik at det er minst mulig rom

for å utnytte markedsmakt. I rapporten «Kraft og makt» (Bye, von der Fehr, Riis og Sørgard, 2003) ble det konkludert med at konsentrasjonen i norsk vannkraftsektor ikke burde bli høyere, da det ville kunne føre til konkurranseproblemer. Det er naturlig at det igjen utredes nærmere om strukturen i kraftnæringen sikrer velfungerende konkurranse, i en situasjon der systemet er i endring ved blant annet økt andel fornybar kraft og der norsk regulerbar vannkraft vil spille en enda viktigere rolle enn før. Som beskrevet over er konkurranse viktig for å bidra til at vann disponeres på en gunstig måte for samfunnet. Det er ikke sikkert det er behov for store strukturelle endringer, men vi bør være føre var og vurdere mulige tiltak før det eventuelt oppstår situasjoner med skadelig utnyttelse av markedsmakt. Det er dessuten viktig for legitimiteten til systemet at en kan forklare hvordan konkurransen fungerer i dette markedet,

uavhengig av om man til slutt foretar strukturelle grep eller endrer overvåkingen.

13.6.2 Handel med utlandet fremover

Slik kraftmarkedet er regulert nå, er det timeprisene på kraftbørsen som er avgjørende for handel mellom land. Dette er et handelsregime som har blitt utviklet gradvis over flere tiår. Som forklart over, gjør et slikt system oss sårbare for knapphet på kraft i våre naboland, med høye priser slik vi har sett i Sør-Norge i 2021 og 2022 som resultat. Under mer normale omstendigheter, med rikelig med kraft tilgjengelig i våre naboland, kan imidlertid et slikt handelsregime gi gevinster som også kommer norske forbrukere til gode.

Det er vanskelig å forutse hvordan energisituasjonen er i våre naboland på mellomlang og lang sikt. Ett mulig scenario, som var fremme før energikrisen 2021/22, var at det i lange perioder blir svært mye kraft tilgjengelig i våre naboland. I så fall kunne det tenkes at Norge vil importere svært billig kraft i lange perioder og redusere behovet for utbygging i Norge. Lange perioder med svært billig kraft i våre naboland kan skyldes at det har blitt bygget ut mer kraftproduksjon enn det som blir etterspurt. Prisen som blir realisert i deres markeder kan da bli så lav i snitt at det er vanskelig å oppnå en minst like lav snittpris i det norske kraftmarkedet.

En slik utvikling, med lite eller ingen kraftutbygging i Norge fremover, er problematisk av flere grunner. Uten kraftutbygging i Norge vil kraftoverskuddet reduseres og i verste fall kan vi få et kraftunderskudd. NVE anslår at jo større kraftoverskudd Norge har, desto mer sannsynlig er det med lavere priser i Norge enn i våre naboland. Kraftutbygging og dermed opprettholdelse av vårt kraftoverskudd kan dermed bidra til konkurransedyktige priser i det norske markedet. Minst like viktig er det at vi uten et kraftoverskudd i normalår vil sette oss i en svært sårbar situasjon dersom våre naboland også i fremtiden har mangel på energi.

Et annet mulig scenario er at driften av mellomlandsforbindelsene i mindre grad kobles direkte opp mot de daglige prisene på kraftbørsen. Sett fra våre nabolands ståsted, ønsker de tilgang til effekt i perioder der det ikke blåser hos dem. De kan da betale for nettopp dette, og de kan ha krav på import når et slikt behov oppstår uavhengig av de daglige prisene i markedene. Samti-

dig kan det fra et norsk ståsted være ønske om tilgang til billig vindkraft. Det kan også være aktuelt å få tilgang til deres fleksible kraft, i den grad de har bygget den opp, når vi er i et tørrår. Kan et slikt handelsregime, som skiller seg fra dagens handelsregime, bidra til at prisene i de to markedene i større grad frikobles, og er det gunstig at så skjer? Hvordan sikrer vi nasjonal kontroll over våre vannressurser, ikke minst i tørrår, hvis det er slik at et naboland får opsjon på å importere kraft når de selv har størst behov for det? Vi kjenner ikke til noen grundig analyse av fordeler og ulemper med et slikt scenario, men nå når det er pågående reformer i blant annet Storbritannia og EU, kan dette og lignende scenarier bli aktuelle.

Generelt er det i Norges interesse å handle både på kort sikt og på lang sikt. Fremover venter flere analysemiljøer en strammere kraftbalanse i Norge. Om det inntreffer, vil det bety større behov for import av kraft i tørrår. Samtidig kan det være gevinster forbundet med eksport i våttår, bl.a. vil vi unngå innestengt kraft og svært lave priser i visse perioder. Den kortsiktige handelen kan også være gunstig for Norge, da vi kan importere en dag det blåser på kontinentet og eksportere en dag det er stille på kontinentet.

Tilsvarende er det i andre lands interesse å handle med oss. Hvis Norge har netto kraftoverskudd i et normalår, vil vi kunne tilby relativt rimelig kraft til omverdenen. Videre har Europa behov for å selge store mengder kraft når det blåser, og behov for import når det ikke blåser. Slik sett er det potensial for en vinn-vinn-situasjon i handelen med utlandet.

Vi vet imidlertid ikke i dag hvordan handelsregimet vil se ut om få år. Gitt mulige endringer i systemet, er det viktig at Norge fremmer sine egne interesser og formidler løsninger som vi som nasjon er best tjent med. Som regel vil handel være i begge parters interesse. Det betyr at Norge har felles interesse med omverdenen om å komme frem til gode løsninger som tjener begge parter. I dagens geopolitiske situasjon med krig i Ukraina og Russlands struping av gassleveranser til Europa, er det ekstra god grunn til å være eksplisitte på at vi sammen må bli enige om eventuelle nye betingelser for handel. Da er det viktig at også andre land følger de felles reglene som vi følger. Blant annet kan det være i Norges interesse at landene vi handler med også oppretter prisområder i eget land og samtidig ikke begrenser kraftflyten fra omverdenen til Norge.

Referanser

- ACER. (2022). *ACER has decided not to grant the Swedish TSO a derogation from the 70% requirement*. Hentet fra <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-has-decided-not-grant-swedish-tso-derogation-70-requirement>
- ACER. (2022). *ACER calls for European solidarity over the coming winter to keep electricity and gas flowing across EU Member State borders (ACER PR-04-22)*. Hentet fra https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Press%20releases/ACER-PR-04-22_Regulators-Vigilance_on_cross_border_flows.pdf
- Aftenposten. (2010). *Godkjenner omstridt kraftlinje i Hardanger*. Hentet november 2022 fra <https://www.aftenposten.no/norge/i/yRXja/godkjenner-omstridt-kraftlinje-i-hardanger>
- Angell, S. V., & Brekke, O. A. (2011). *Frå kraft versus natur til miljøvenleg energi? Norsk vasskraftpolitikk i eit hundreårsperspektiv*. Uni Rokkansenteret.
- Artsdatabanken. (2021). *Norsk rødliste for arter 2021*. Hentet fra: [artsdatabanken.no https://artsdatabanken.no/lister/rodlisterforarter/2021](https://artsdatabanken.no/lister/rodlisterforarter/2021)
- BBC. (2022). *Hinkley Point C delayed by a year as cost goes up by £3bn*. Hentet 12. august, 2022 fra BBC News: <https://www.bbc.com/news/uk-england-somerset-61519609>
- Bruegel og Entso-G. (2022). *European natural gas imports*. Hentet september 2022 fra: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>
- Bundesnetzagentur. (2021). *Monitoringbericht 2021*. Hentet desember 2022 fra: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bye, T., von der Fehr, N.-H. M., Riis, C. og Sørgard, L. (2003). *Kraft og makt – en analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet*.
- Chen, Y.-k., Hexeberg, A., Rosendahl, K., & Bolkesjø, T. F. (2021). *Long-term trends of Nordic power market: A review*. WIREs Energy and environment, 1-23.
- CICERO. (2022). *CICEROs Klimaundersøkelse – Kort oppsummering årene 2018 – 2022*. CICERO.
- Clean Energy Wire. (2022). *Germany boosts renewables with «biggest energy policy reform in decades»*. Hentet april 2022 fra Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-boosts-renewables-biggest-energy-policy-reform-decades>
- de Jong, K., Steen, H., Forland, T. N., Wehde, N. H., Palm, A. C., Nilssen, K. T., Doks, L. (2020). *Potensielle effekter av havvindanlegg på havmiljøet*. Havforskningsinstituttet.
- Den danske regjering. (2022). *Danmark kan mere II*. Hentet fra https://kefm.dk/Media/637859442788953982/Danmark%20kan%20mere%20II_final.pdf
- Departementene. (2020). *Nasjonal strategi for ein grøn, sirkulær økonomi*.
- Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet. (2022). *Forskningsreaktorar og atomanlegg i Noreg*. Hentet 12. august 2022 fra www.dsa.no: <https://dsa.no/atomsikkerheit-og-kjernekraft/forskningsreaktorar-og-atomanlegg-i-noreg>
- DNV. (2022). *Energy Transition Norway 2022*. Hentet fra <https://www.dnv.com/Publications/energy-transition-norway-2022-235535>
- DNV GL. (2021). *Energy Transition Norway 2021*. Oslo: DNV GL. Hentet fra <https://www.dnv.com/energy-transition/norway-2021.html>
- DNV GL. (2021). *Energy Transition Outlook 2021*. Oslo: DNV GL. Hentet fra <https://www.dnv.com/news/electrification-not-enough-to-meet-net-zero-target-dnv-s-energy-transition-outlook-2021-warns-206280>
- DNV og Vista Analyse. (2022). *Virkninger av høye strømpriser på norsk økonomi*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/0f626d2e10ef48e591d2ceefce3546dc/vista-analyse-dnv-rapport-2022-34-virkninger-av-hoye-strompriser.pdf>

- EDF. (2022). *About Hinkley Point C*. Hentet 12. august 2022 fra edfenergy.com: <https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/about>
- EEA. (2022). *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*. Hentet desember 2022 fra <https://www.eea.europa.eu/ims/share-of-energy-consumption-from>
- Eilu, P. B. (2021). *The Nordic supply potential of critical metals and minerals for a Green Energy Transition*. Nordic Innovation Report.
- Energi 21. (2022). *Energi 21 – Strategi 2022*. Hentet fra https://www.energi21.no/contentassets/2ec5d9578a134adc930a0d9ecea1bf64/energi21_2022_webversjon-1.pdf
- Energi og klima. (2022). *Meir kjernekraft blir viktig for Sveriges nye regjering*. Hentet fra energiogklima.no: <https://energiogklima.no/nyhet/fem-paa-fredag/meir-kjernekraft-blir-viktig-for-sveriges-nye-regjering/>
- Energi og klima. (2021). *Energikrisen er også en tillitskrise – og det kan bli verre*. Hentet fra energiogklima.no: <https://energiogklima.no/mening-og-analyse/klimavalg21/energikrisen-er-ogsaa-en-tillitskrise-og-det-kan-bli-verre/>
- Energifakta Norge. (2022). *Kraftproduksjon*. Hentet fra energifaktanorge.no: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Energifakta Norge. (2022). *Varmeforsyning*. Hentet 4. august 2022 fra energifaktanorge.no: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/varmeforsyning/>
- Energimyndigheten. (2021). *Scenarier över Sveriges energisystem 2020*. Statens energimyndighet. Hentet fra <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=185971>
- EnergiPress. (2022). *Regjeringen snabbar på utbyggnaden av vindkraft*. Hentet 25. november, 2022 fra energiPress.se: <https://www.energiPress.se/vindkraft/regjeringen-snabbar-pajpy-utbyggnaden-av-vindkraft>
- Enerwe. (2021). – *Boken er et forsøk på å skape et helhetlig bilde av vindkraftmotstanden*. Hentet 25. november 2022 fra enerwe.no: <https://enerwe.no/bok-vindkraft/boken-er-et-forsok-pa-a-skape-et-helhetlig-bilde-av-vindkraftmotstanden/397854>
- ERMA. (2022). *EU Policy*. Hentet 25. november 2022 fra European Raw Materials Alliance: <https://erma.eu/eu-policy/>
- Esbjerg-erklæringen. (2022). *The Esbjerg Declaration on The North Sea as a Green Power Plant of Europe*. Hentet fra [https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The%20Esbjerg%20Declaration%20\(002\).pdf](https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The%20Esbjerg%20Declaration%20(002).pdf)
- EU. (2003). Council directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity.
- EU-kommisjonen. (2020). *Critical Raw Material Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0474&from=EN>
- EU-kommisjonen. (2022). *European Critical Raw Materials Act*. Hentet fra https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13597-European-Critical-Raw-Materials-Act_en
- EU-kommisjonen. (2022). *REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131.
- EU-kommisjonen. (2022). *Remarks by Executive Vice-President Timmermans at the Ministerial side event on the Team Europe Initiative on climate change adaptation and resilience in Africa*. Hentet fra European Commission: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_6974
- Europower. (2019). *Lite vindkraft langs norske veier*. Hentet 2022 fra europower-energi.no: <https://www.europower-energi.no/produksjon/lite-vindkraft-langs-norske-veier/1-2-299244>
- Europower. (2022). *Det blir Europas største reaktor – nå leverer den strøm for første gang*. Hentet 12. august, 2022 fra europower-energi.no: <https://www.europower-energi.no/nyheter/det-blir-europas-storste-reaktor-na-leverer-den-strom-for-forste-gang/2-1-1183792>
- Europower. (2022). *Nettselskapene samstemte: Politikerne må prioritere nett-køen*. Hentet oktober 2022 fra europower.no: <https://www.europower-energi.no/nett/nettselskapene-samstemte-politikerne-ma-prioritere-nett-koen/2-1-1334259>
- forskning.no. (2019). *Ekspertpanel av forskere advarer om bioenergi*. Hentet fra forskning.no: <https://forskning.no/energi-klima-skog/ekspertpanel-av-forskere-advarer-om-bioenergi/1562319>
- Fri fagbevegelse. (2022). *Gjennomslag for EL og IT Forbundet om eierskap til vindkraft*. Hentet fra frifagbevegelse.no mai 2022: <https://frifagbevegelse.no/nettverk/gjennomslag-for-el-og-it-for>

- bundet-om-eierskap-til-vindkraft-6.158.872771.57551847c5
- Generaldirektør i NVE, S. L. (1983). *Energiøkonomisering – hva kan elforsyningen gjøre*.
- Grini, G. og Oksvold, I. (2019). *Potensiale for varmpumper i eksisterende bygningsmasse*. NOVAP. Hentet fra <https://www.novap.no/uploads/media/5d0732425cfa4/potensial-for-varmpumper-i-eksisterende-bygningsmasse.pdf?token=/uploads/media/5d0732425cfa4/potensial-for-varmpumper-i-eksisterende-bygningsmasse.pdf>
- Halvorsen, B. (2012). *Utviklingen i strømforbruket, prisfølsomheten og strømmarkedet*. Rapport 2/2012 https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_201202/rapp_201202.pdf. SSB.
- IEA. (2020). *European Union 2020 – Energy Policy Review*. IEA. Hentet fra https://iea.blob.core.windows.net/assets/ec7cc7e5-f638-431b-ab6e-86f62aa5752b/European_Union_2020_Energy_Policy_Review.pdf
- IEA. (2021). *Renewables 2021*. Hentet fra <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5ae32253-7409-4f9a-a91d-1493ffb9777a/Renewables2021-Analysisandforecastto2026.pdf>
- IEA. (2021). *World Energy Outlook*. Hentet fra <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>
- IEA. (2022). *Nuclear*. Hentet 8. juni 2022 fra www.iea.org: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/nuclear>
- IEA. (2022). *Which countries are most reliant on Russian energy*. Hentet fra IEA: <https://www.iea.org/reports/national-reliance-on-russian-fossil-fuel-imports/which-countries-are-most-reliant-on-russian-energy>
- IEA Heat Pumping Technologies Program. (2022). *The Heat Pump Market, Research and Policy in Norway*. Hentet 3. juni 2022 fra [heatpumpingtechnologies.org](https://www.heatpumpingtechnologies.org): <https://www.carbonbrief.org/guest-post-how-heat-pump-sales-are-starting-to-take-off-around-the-world/>
- Infrastrukturdepartementet, (2022). *Sveriges första havsplaner möjliggör sannbare utbyggnad av havsbaserad vindkraft*. Hentet fra Regeringskansliet 15. februar 2022: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/02/sveriges-forsta-havsplaner-mojliggor-sannbare-utbyggnad-av-havsbaserad-vindkraft/>
- IPCC. (2021). *Climate change – widespread, rapid, and intensifying – IPCC*. Hentet fra <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>
- IRENA. (2021). *Renewable power generation costs in 2020*. IRENA. Hentet fra https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
- IRENA. (2022). *Renewable technology innovation indicators: Mapping progress in costs, patents and standards*. Hentet fra <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Renewable-Technology-Innovation-Indicators>
- Klima- og miljødepartementet. (2021). *Internasjonale klimaforhandlinger*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/de-internasjonale-klimaforhandlingene/id2741333/>
- Klima- og miljødepartementet. (2021). Prop. 1 S (2021–2022). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/be1141872a0542f48c9e8c63f8d75e05/nn-no/pdfs/prp202120220001kldddpdfs.pdf>
- Klima- og miljødepartementet. (2022). Prop. 1 S (2022–2023) *Særskilt vedlegg: Regjeringas klimastatus og -plan*.
- Klimautvalget 2050. (2022). *Klimautvalget 2050*. Hentet fra <https://klimautvalget2050.no/>
- Kristdemokraterna, Liberalerna, Moderaterna og Sverigedemokraterna . (2022). *Tidöavtalet: Överenskommelse för Sverige*. Hentet fra <https://www.xn-tidavtalet-gcb.se/tidoavtalet-i-detalj/overenskommelse-for-sverige/>
- Kristina Haga Hopland, V. O. (2016). *En eksplorativ studie om energiledelse i Norge*. <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/2404943/masterthesis.PDF?sequence=1&isAllowed=y>
- Menon. (2020). *Virkemidler for å realisere flytende havvind på norsk sokkel*.
- Menon. (2022). *Flytende havvind – Analyse av markedet og norske aktørers omsetningspotensial*. Hentet fra <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2022-53-Flytende-havvind.pdf>
- Meteorologisk institutt. (2022). *Gode muligheter for solenergi i Norge*. Hentet fra met.no: <https://www.met.no/nyhetsarkiv/gode-muligheter-for-solenergi-i-norge>
- Miljødirektoratet. (2021). *EUs klimapakke får stor betydning for Norge*. Hentet fra miljødirektoratet.no: <https://www.miljodirektoratet.no/aktuelt/fagmeldinger/2021/september-2021/eus-klimapakke-far-stor-betydning-for-norge/>
- Miljødirektoratet. (2021). *Forslag til forskrift om CO2-kompensasjon for industrien*. Hentet 25.11 fra miljødirektoratet.no: <https://www.miljodirektoratet.no/hoeringer/2021/oktober-2021/>

- forslag-til-forskrift-om-co2-kompensasjon-for-industrien/
- Miljødirektoratet. (2022). *Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning*. Miljødirektoratet. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2022/september/gronn-omstilling-klimatiltaksanalyse/>
- Miljødirektoratet. (2022). *Vurdering av virkemidler for å hindre nedbygging av myr*. Hentet 25. november 2022 fra www.miljodirektoratet.no/aktuelt/fagmeldinger/2022/juni-2022/vurdering-av-virkemidler-for-a-hindre-nedbygging-av-myr/
- Miljødirektoratet. (2022). *Forebygge skadevirkninger for miljø og samfunn*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/overvaking-arealplanlegging/arealplanlegging/konsekvensutredninger/ny-finne-gode-miljolosninger/forebyggeskadevirkninger-for-miljo-og-samfunn/>
- Miljødirektoratet m. fl. (2020). *Klimakur 2030. Tiltak og virkemidler mot 2030*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/klimakur>
- Ministry of Business, Energy & Industrial Strategy. (2022). *Review of Electricity Market Arrangements*.
- Multiconsult. (2021). *Kostnader for energieffektivisering i bygg*. NVE. https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2021/eksternrapport2021_06.pdf
- Multiconsult. (2022). *Markedsrapport – Norsk solkraft – innenlands og eksport*. Hentet fra <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2022/08/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final.pdf>
- Multiconsult og Thema (2022). *Drivere og usikkerhet i langsiktige energimarkedsanalyser*. Utarbeidet på oppdrag for Energikommisjonen.
- Naturvernforbundet, KS og NHO. (2022). *Naturvernforbundet, KS og NHO om behovet for raskere, bedre og mer kunnskapsbaserte konsesjonsprosesser ved utbygging av fornybar energi*. Innspill til regjeringens topplederforum september 2022.
- NBBL. (2022). *Energieffektivisering i bygg. Notat oversendt Energikommisjonen*.
- NGU. (2021). *Har Norge og Norden nok mineralressurser for det grønne skiftet?*. Hentet fra <https://www.ngu.no/nyheter/har-norge-og-norden-nok-mineralressurser-det-gronne-skiftet>
- NHO og LO. (2022). *Felles energi- og industripolitisk plattform*. Hentet 14. oktober 2022 fra <https://www.nho.no/contentassets/539f7434827c44f482eaf2fbd74c3bb2/statusrapport-sep22-energi-og-industripolitisk-plattform.pdf>
- Non-paper. (2022). *Policy Options to Mitigate the Impact of Natural Gas Prices on Electricity Bills*. Hentet fra <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/10/Non-paper.pdf>
- Non-paper. (2022). *Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices*.
- Nord Pool. (2023). *Market Data*. Hentet januar 2023 fra [nordpoolgroup.com](https://www.nordpoolgroup.com): <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table>
- Nordic Innovation. (2021). *The Nordic supply potential of critical metals and minerals for a Green Energy Transition*. *Nordic Innovation Report*. Hentet fra <https://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1593571/FULLTEXT02>
- Norges forskningsråd. (2002). *Rapport fra REIN-prosjektet*. Norges forskningsråd.
- Norges Høyesterett. (2021). *Vedtak om konsesjon til vindkraftutbygging på Fosen kjent ugyldig fordi utbyggingen krenker reindriftssamenes rett til kulturutøvelse*. Hentet fra www.domstol.no: <https://www.domstol.no/no/hoyesterett/avgjorelser/2021/hoyesterett-sivil/hr-2021-1975-s/>
- Norsk Elbilforening. (2022). *Statistikk elbil*. Hentet 9. september 2022 fra <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/>
- NOU 2015: 15. *Sett pris på miljøet, Rapport fra Grønn skattekommissjon*. *Norges offentlige utredninger*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdfs.pdf>
- NOU 2019: 16. *Skattlegging av vannkraftverk*. *Norges offentlige utredninger*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/150e7a43e786456cab856213b03985ea/no/pdfs/nou201920190016000dddpdfs.pdf>
- NOVAP. (2022). *Statistikk fra NOVAP*.
- NRK. (2020). *Utenlandske selskap styrer norsk vindkraft*. Hentet juni 2022 fra nrk.no: <https://www.nrk.no/nordland/utenlandsk-eierskap-kontrollerer-over-60-prosent-av-norsk-vindkraft-1.15059109>
- NVE og NOVAP. (2022). *Modellering av varmpumper*.
- NVE. (2012). *Havvind*. Strategisk konsekvensutredning.
- NVE. (2017). *Norges vannbalanse i TWh basert på HBV-modeller*.

- NVE. (2019). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft*. NVE. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf
- NVE. (2019). *Kostnader for kraftproduksjon 2018. NVE-rapport nr. 7/2019*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_07.pdf
- NVE. (2019). *Vannkraftverkene i Norge får mer til sig*.
- NVE. (2020). *Det svinger mer med fornybar strøm: sammenhengende vær i Nord-Europa skaper utfordringer i et fornybart kraftsystem*.
- NVE. (2020). *Konsesjonsprosessen for vindkraft på land*.
- NVE. (2021). *40 MW solkraft ble installert i 2021*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/40-mw-solkraft-ble-installert-i-2020/>
- NVE. (2021). *Energieffektiviseringspotensialet i bygg*. Hentet fra <https://www.nve.no/media/11978/energieffektiviseringspotensiale-i-bygg-med-bakgrunn.pptx>
- NVE. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*.
- NVE. (2022). *Forslag til mal for nye vilkår i anleggs-konsesjoner for vindkraftverk på land*.
- NVE. (2022). *Klima, nå og i framtiden*. Hentet fra <https://www.nve.no/vann-og-vassdrag/vannets-kretsloep/klima/klima-naa-og-i-framtiden/>
- NVE. (2022). *Magasinkapasiteten i Norge øker videre*. Hentet 1. juni 2022 fra www.nve.no: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/magasinkapasiteten-i-norge-okervidere/>
- NVE. (2022). *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf
- NVE. (2022). *Arealbruk for vindkraftverk*. Hentet fra www.nve.no mars 2022: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/arealbruk-for-vindkraftverk/>
- NVE. (2022). *Samisk reindrift og annen utmarksbruk*. Hentet mars 2022 fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/samisk-reindrift-og-annen-utmarksbruk/>
- NVE. (2022). *Ny kraftproduksjon*. Hentet juni 2022 fra www.nve.no: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/ny-kraftproduksjon/>
- NVE. (2022). *Nyhet: NVE tildeler den første konsesjonen til et solkraftverk i Norge*. Hentet 5. mai 2022 fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-konsesjon/nve-tildeler-den-forste-konsesjonen-til-et-solkraftverk-i-norge/>
- nyheter-konsesjon/nve-tildeler-den-foerste-konsesjonen-til-et-solkraftverk-i-norge/
- NVE. (2022). *Reinvesteringsbehov, opprusting og utvidelse*. Hentet september 2022 fra www.nve.no: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/reinvesteringsbehov-opprusting-og-utvidelse/>
- NVE. (2022). *Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris*.
- NVE. (2022). *Solkraft*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>
- NVE. (2022). *Termisk kraft*. Hentet 28. mars 2022 fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/termisk-kraft/>
- NVE. (2022). *Vannkraft*. Hentet fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/>
- NVE. (2022). *Vindkraftdata*. Hentet 24. mars 2022 fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/vindkraftdata/>
- NVE. (2022). *Kraftproduksjon*. Hentet 28. mars 2022 fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>
- NVE. (2022). *Solgrid – Konsesjon – Furuset solkraftverk – Stor-Elvdal kommune – Innlandet*. Hentet fra [nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjons-sak?id=7618&type=A>
- NVE. (2022). *Økodesign og energimerking av produkter*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/virkemidler/okodesign-og-energimerking-av-produkter/>
- NVE. (2022). *NVEs svar til Energikommisjonen – Energieffektivisering*.
- OECD. (2020). *Projected costs of generating electricity*.
- Olje- og energidepartementet. (1984). *Om lov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg*. Ot.prp. nr. 34 (1984-85).
- Olje- og energidepartementet. (1990). Ot.prp. nr. 43 (1989–1990) *Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven)*.
- Olje- og energidepartementet. (1999). St.meld. nr. 29 (1988–99) *Om energipolitikken*.
- Olje- og energidepartementet. (2003). *Strategi for økt etablering av små vannkraftverk*.
- Olje- og energidepartementet. (2009). Ot.prp. nr. 24 (2008–2009) *Om endring i energiloven, energimerking av bygninger*.
- Olje- og energidepartementet. (2016). Meld. St. 25 (2015–2016) *Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/>

- Olje- og energidepartementet. (2020). Meld. St. 28 (2019–2020) *Vindkraft på land – Endringer i konsesjonsbehandlingen*. Hentet juni 2022 fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>
- Olje- og energidepartementet. (2021). Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid – Langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*.
- Olje- og energidepartementet. (2021). *Veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs*.
- Olje- og energidepartementet. (2022). Prop. 1 S (2022–2023).
- Omland, L. E. (2018). *Kraftpris – beretning om en varslet kollaps*. Energi og Klima.
- Oslo Economics / Asplan Viak. (2020). *Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge*. (I. H. Magnussen, Red.) Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 8. september 2022 fra https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2020/eksternrapport2020_08.pdf
- Oslo Economics. (2022). *Hvilke støttesystem er best egnet for å fremme utbygging av flytende havvind i Norge?*
- Oslo Economics og Sintef. (2022). *Industrien: Etterspørsel etter kraft, beslutningsfaktorer og energieffektivisering*. Utarbeidet på oppdrag for Energikommisjonen.
- Prosess21. (2020). *Kraftmarkedet – Prosess21 Ekspertgrupperapport*. Hentet 13. oktober 2022 fra prosess21.no: https://www.prosess21.no/contentassets/39713b28868a41858fc2c8a5ff347c0b/nf_prosess21_ekspertgrupperapport_kraftmarked_def_131020.pdf
- Rambelli, G., & Hinsch, A. (2019). *WinWind Factsheet #2: Drivers for Socially Inclusive Deployment of Wind Energy*. ICLEI Local Governments.
- Regjeringen. (2022). *Regjeringen etablerer Topplederforum for bærekraftsmålene*. Hentet fra regjeringen.no: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-etablerer-topplederforum-for-barekraftsmalene/id2907321/>
- Regjeringen. (2021). *Hurdalsplattformen*. Hentet fra regjeringen.no: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hurdalsplattformen/id2877252/>
- Riksrevisjonen. (2014). *Riksrevisjonens undersøkelse av effektivitet i konsesjonsbehandlingen av fornybar energi*.
- RME. (2020). *Fra brettet til det smarte nettet*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/media/9901/fra-brettet-til-det-smarte-nettet.pdf>
- RME. (2022). *Svar på deler av forespørsel om data og vurderinger til Energikommisjonen*.
- RME. (2022). *Forslag til endring av forskrift om kontroll av nettvirksomhet og avregningsforskriften – innføring av modell for deling av overskuddsproduksjon*.
- RME. (2022). *RME har vurdert handlingsrommet for mulig begrensning av kraftoverføringen til utlandet*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/rme-har-vurdert-handlingsrommet-for-mulig-begrensning-av-kraftoverfoeringen-til-utlandet/>
- Rosenow, J., & Gibb, D. (2022). *Guest post: How heat pump sales are starting to take off around the world*. Hentet fra www.carbonbrief.org: <https://www.carbonbrief.org/guest-post-how-heat-pump-sales-are-starting-to-take-off-around-the-world/>
- Ruud, A., Wold, L. C., & Aas, Ø. (2016). *Økt samfunnsaksept for fornybar energi. Hvordan redusere konflikter under planlegging, utbygging og drift?* Norsk institutt for naturforskning (NINA).
- Sandberg, N. H. (2022). *Mål om 10 TWh energisparing i bygningsmassen*. Praktisk økonomi og finans 1/2022. <https://www.idunn.no/doi/10.18261/pof.38.1.2#sec-3>.
- SINTEF. (2020). *Potensial- og barrierestudie, Energitjenester i næringsbygg*.
- SINTEF. (2022). *Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022*. SINTEF.
- Skjæveland, M., & Søreide, T. (2022). *Overilte løsninger kan gjøre vondt verre*. Dagens Næringsliv.
- SSB. (2016). *Nordmenn på tillitstoppen i Europa*. Hentet fra [ssb.no](http://www.ssb.no): <https://www.ssb.no/kultur-og-fritid/artikler-og-publikasjoner/nordmenn-pa-tillitstoppen-i-europa>
- SSB. (2017). *Norsk økonomi er blitt mer energieffektiv*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/norsk-produksjoner-bli-mer-energieffektiv>
- SSB. (2021). *Vedforbruket redusert med en tredel siden 2010*. <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/vedforbruket-reduert-med-en-tredel-siden-2010>
- SSB. (2022). *Energibruk i industrien*. Hentet 12. september 2022 fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/energi-bruk-i-industrien>
- SSB. (2022). *Fjernvarme og fjernkjøling*. Hentet 04. august 2022 fra www.ssb.no: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling>

- SSB. (2022). *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap*. Hentet mai 2022 fra ssb.no: <https://www.ssb.no/statbank/table/11561/>
- SSB. (2022). *Økonomiske konsekvenser av høye kraftpriser og strømstønad*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/artikler/okonomiske-konsekvenser-av-hoye-kraftpriser-og-stromstonad>.
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse – Norden og Europa 2020–2050*.
- Statnett. (2021). *Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050 – Oppdatering våren 2021*. Oslo: Statnett. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse/>
- Statnett. (2022). *Utfordringer og løsninger i utviklingen av effektbehov i Norge – og i Europa*.
- Statnett. (2022). *Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II*.
- Statnett. (2022). *Framtidig prisfølsomhet til sluttbrukerne*. Hentet fra https://www.statnett.no/contentassets/deb90f27658e4d6eb473dabb508983b8/ifleks_sluttrapport-4.pdf
- Statnett. (2022). *Prisvirkning av NordLink og NSL*. Statnett.
- Statnett. (2022). *Kortsiktig Markedsanalyse 2021-2026*. Hentet fra statnett.no: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/>
- Statnett. (2022). *Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma2022-2027.pdf>
- Stortingets energi- og miljøkomite. (2020). Innst. 101 S (2020–2021) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om vindkraft på land*. Hentet fra <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2020-2021/inns-202021-101s/?all=true>
- Strømnettutvalget. (2022). *NOU 2022: 6 Nett i tide – om utvikling av strømmettet*.
- Svensk Vindenergi. (2022). *Efterlängtat beslut om havsplaner*. Hentet 25. november 2022 fra [svenskvindenergi.org: https://svenskvindenergi.org/komm-fran-oss/efterlangtat-beslut-om-havsplaner](https://svenskvindenergi.org/komm-fran-oss/efterlangtat-beslut-om-havsplaner)
- Systemsmart energibruk. (2022). *Fremtiden er nok så elektrisk*.
- Thema. (2021). *Gevinstrealisering av DSO-rollen*. Hentet fra [energinorge.no: https://www.energinorge.no/contentassets/69572034f8f147bcadd0ceedc96d76f7/thema-rapport-2021-21-gevinstrealisering-av-dso-rollen_endelig.pdf](https://www.energinorge.no/contentassets/69572034f8f147bcadd0ceedc96d76f7/thema-rapport-2021-21-gevinstrealisering-av-dso-rollen_endelig.pdf)
- Thema og Multiconsult. (2022). *Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050? Etterspørsel etter fleksibilitet og kilder som kan levere*. Utarbeidet på oppdrag for Energikommisjonen.
- Totland, A. (2021). *Vindmøllekampen: historia om eit folkeopprør*. Samlaget.
- UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2022). *Review of electricity market arrangements*. Hentet juli 2022 fra [gov.uk: https://www.gov.uk/government/consultations/review-of-electricity-market-arrangements](https://www.gov.uk/government/consultations/review-of-electricity-market-arrangements)
- UK Government. (2020). *The Energy White Paper – Powering our Net Zero Future*. Hentet fra [gov.uk: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/945899/201216_BEIS_EWP_Command_Paper_Accessible.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/945899/201216_BEIS_EWP_Command_Paper_Accessible.pdf)
- Utenriksdepartementet. (2011). Prop. 4 S (2011–2012). *Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv 2009/28/EF om å fremme bruken av energi fra fornybare kilder (fornybardirektivet)*.
- Vista Analyse. (2022). *Varme til riktig pris, Ny reguleringsmodell for prising av fjernvarme*.
- Wind Europe. (2019). *Our energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*. Hentet fra <https://windeurope.org/about-wind/reports/our-energy-our-future/>
- WindEurope. (2022). *Germany announces massive renewables expansion*. Hentet 28. november 2022 fra [windeurope.org: https://windeurope.org/newsroom/news/germany-announces-massive-renewables-expansion/](https://windeurope.org/newsroom/news/germany-announces-massive-renewables-expansion/)
- Aasen, M., Klemetsen, M., & Vatn, A. (2022). *Folk og klima: Utvikling i nordmenns oppfatninger om klimaendringer, klimapolitikk og eget ansvar*. Cicero.

Norges offentlige utredninger

2022

Arbeids- og inkluderingsdepartementet:

NOU 2022: 4 Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2022
NOU 2022: 7 Et forbedret pensjonssystem
NOU 2022: 18 Mellom mobilitet og migrasjon
NOU 2022: 19 Oljepionerene –
en kompensasjonsordning

Finansdepartementet:

NOU 2022: 12 Fondet i en brytningstid
NOU 2022: 20 Et helhetlig skattesystem

Justis- og beredskapsdepartementet:

NOU 2022: 1 Cruisetraffikk i norske farvann
og tilgrensende havområder
NOU 2022: 15 Utleverings- og arrestordreloven
NOU 2022: 21 Strafferettslig vern av den seksuelle
selvbestemmelsesretten

Kommunal- og distriktsdepartementet:

NOU 2022: 10 Inntektssystemet for kommunene
NOU 2022: 11 Ditt personvern – vårt felles ansvar

Kultur- og likestillingsdepartementet:

NOU 2022: 9 En åpen og opplyst offentlig samtale

Kunnskapsdepartementet:

NOU 2022: 2 Akademisk yringsfrihet
NOU 2022: 13 Med videre betydning
NOU 2022: 16 En folkehøgskole for alle
NOU 2022: 17 Veier inn – ny modell for opptak
til universiteter og høyskoler

Landbruks- og matdepartementet:

NOU 2022: 14 Inntektsmåling i jordbruket

Nærings- og fiskeridepartementet:

NOU 2022: 8 Ny minerallov

Olje- og energidepartementet:

NOU 2022: 3 På trygg grunn
NOU 2022: 6 Nett i tide

Statsministerens kontor:

NOU 2022: 5 Myndighetenes håndtering
av koronapandemien – del 2

Bestilling av publikasjoner

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
publikasjoner.dep.no
Telefon: 22 24 00 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på
www.regjeringen.no

Omslagsillustrasjon: DSS DepMedia

Trykk: Departementenes sikkerhets- og
serviceorganisasjon – 02/2023

