

Norges offentlige utredninger 2012

Seriens redaksjon:
Departementenes servicesenter
Informasjonsforvaltning

1. Til barnas beste.
Kunnskapsdepartementet.
2. Utenfor og innenfor.
Utenriksdepartementet.
3. Fripoliser og kapitalkrav.
Finansdepartementet.
4. Trygg hjemme.
Justis- og beredskapsdepartementet.
5. Bedre beskyttelse av barns utvikling.
Barne-, likestillings- og inkluderingsdepartementet.
6. Arbeidsrettede tiltak.
Arbeidsdepartementet.
7. Mer effektiv konkurranselov.
Fornyings-, administrasjons- og kirke departementet.
8. Ny utdanning for nye utfordringer.
Justis- og beredskapsdepartementet.
9. Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø.
Olje- og energidepartementet.

NOU

Norges offentlige utredninger **2012:9**

Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø

Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon av 4. mars 2011
Avgitt til Olje- og energidepartementet 5. mars 2012

ISSN 0333-2306
ISBN 978-82-583-1138-3

07 Oslo AS

Til Olje- og energidepartementet

Ved kongelig resolusjon av 4. mars 2011 ble det oppnevnt et utvalg som skal utrede og vurdere energi- og kraftbalansen for Norge fram mot 2030 og 2050. Utredningen er avgitt 5. mars 2012. Energiutvalget legger med dette fram sin innstilling.

Oslo, 5. mars 2012

Olav Akselsen
(leder)

Marit Arnstad
(nestleder)

Petter Haas Brubakk

Torstein Arne Bye

Steinar Bysveen

Kathrine Fog

Lars Haltbrekken

Nils Kristian Nakstad

Bente Haukland Næss

Elizabeth Baumann Ofstad

Raymond Robertsen

Eli Reistad

Ellen Stensrud

Wenche Teigland

Arne Vinje

Ann Ingeborg Hjetland
(sekretariatsleder)

Innhold

1	Utvalgets oppnevning, bakgrunn og arbeidsmåte	9			
1.1	Oppnevning, mandat og arbeid	9			
1.2	Mandattolking og disposisjon for rapporten	10			
1.3	Kontakt med ulike faggrupper og interessegrupper	11			
Del I	Mye er gitt	13			
2	Energiutviklingen fra 1980 til i dag	15			
2.1	Oversikt over energisektoren i Norge siden 1980	15			
2.2	Kraftbalansen siden 1980	17			
2.3	Fra monopol til konkurranse	21			
2.4	Hva har vi lært av historien?	23			
3	Egenskaper ved det norske kraftsystemet	27			
3.1	Produksjonsmønster	27			
3.2	Magasindisponering	29			
3.3	Vannkraften prises i samspill med annen produksjon	31			
3.4	Norge trenger energifleksibilitet og kan levere kortsiktig fleksibilitet	32			
4	Nasjonale og internasjonale utviklingstrekk	34			
4.1	Viktige utviklingstrekk i Norge ...	34			
4.1.1	Demografiske forhold	34			
4.1.2	Økonomisk vekst og utvikling i næringsstruktur	35			
4.2	Klimapolitikken internasjonalt, i EU og i Norge	35			
4.2.1	Internasjonale klimaforhandlinger og -politikk	35			
4.2.2	EUs klimapolitikk	36			
4.2.3	Energi- og klimapolitikken i noen nærliggende EU-land mot 2050	41			
4.2.4	Norsk klimapolitikk	42			
4.3	Klimapolitikken påvirker globale utviklingstrekk	43			
4.3.1	Teknologiutvikling	44			
4.3.2	Globale energimarkeder	44			
4.4	Energimarkedene i Europa blir mer integrert	45			
4.4.1	Den tredje energimarkeds-pakken	45			
			4.4.2	Markedskobling og prisområder i det nordeuropeiske kraftmarkedet	46
			4.5	Norske muligheter i framtidens europeiske kraftsystem	46
			4.5.1	Etterspørsel etter fornybar energi	46
			4.5.2	Behov for fleksibel kraftproduksjon	47
			4.6	Utviklingstrekkenes betydning for norsk energisektor	48
			Del II	Sentrale energipolitiske spørsmål	51
			5	Økende krav til forsyningssikkerhet	53
			5.1	Hva er forsyningssikkerhet?	53
			5.1.1	Sentrale begreper	53
			5.2	Konsekvenser av svikt i forsyningen	54
			5.3	Forsyningssikkerheten i Norge	56
			5.3.1	Regionale utfordringer	56
			5.3.2	Tiltak ved knapphet	58
			5.4	Hva skaper forsyningssikkerhet? .	59
			5.4.1	Nettet er avgjørende for forsyningssikkerheten	59
			5.4.2	Produksjonssidens roller	59
			5.4.3	Etterspørselssidens roller	60
			5.4.4	Handel med andre land	61
			5.4.5	Like priser versus forsyningssikkerhet	61
			5.4.6	Andre energibærere	61
			5.5	Utvalgets vurderinger	62
			6	Verdiskaping, velferd og fordeling	63
			6.1	Energiens betydning for verdiskaping i Norge	63
			6.1.1	Fornybar energi sitt bidrag til verdiskaping	64
			6.2	Verdiskaping i kraftproduksjon ...	66
			6.3	Verdiskaping i kraftintensiv industri	67
			6.4	Teknologileverandørenes bidrag til verdiskaping	69
			6.5	Verdiskaping i lokalsamfunn	69
			6.6	Verdiskaping og fordeling	70
			6.6.1	Fordeling av kostnader	70
			6.6.2	Fordeling av inntektene	71
			6.7	Utvalgets vurderinger	73
			6.7.1	Særmerknader	74

7	Energi og natur – en krevende balansegang	76	9.1.2	Hvor lenge vil Norge og Sverige ha kraftoverskudd?	107
7.1	Miljøvirkninger, interessekonflikter og tiltak	76	9.1.3	Elforbruket blir mer effektivt, men forbruket kan likevel øke	107
7.1.1	Virkninger på økosystemer	76	9.1.4	Mindre andel magasin kan gi større prisvariasjon	107
7.1.2	Virkninger på andre interesser	79	9.1.5	Nettet vil bli styrket	107
7.1.3	Avbøtende tiltak	79	9.1.6	Klimapolitikken øker behovet for fleksibilitet og handel i Europa	108
7.2	Behandling av energiprojekter ...	80	9.1.7	Handel gjør det lettere å håndtere forbrukstopper	108
7.2.1	Energiloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven ...	80	9.2	Hvor mye av fornybarressursene vil Norge ta i bruk?	109
7.2.2	Annet lovverk	82	9.3	Utviklingsbaner og systemutfordringer	110
7.2.3	Energiplaner, Samlet plan og verneplaner	83	9.3.1	Beregninger for å illustrere systemutfordringer	110
7.2.4	Kunnskapsgrunnlag	84	9.3.2	Nærmere om beregningsalternativene	111
7.2.5	Behandlingstid for energiprojekter	84	9.3.3	Om modellberegningene	112
7.2.6	Samfunnets aksept for inngrep	85	9.3.4	Beregningsresultater for Ekspansivt og Stramt	113
7.2.7	Kompensasjonsordninger	85	9.3.5	Utviklingen mot 2050	116
7.3	Utvalgets vurderinger	86	9.3.6	Nettmessig integrasjon – begrensede eksportmuligheter	117
7.3.1	Forskning og kompetanse	86	9.4	Mulige regionale ubalanser i framtidens kraftsystem	118
7.3.2	Mer effektiv konsesjonsbehandling	87	9.5	Oppsummering: Mer fornybart krever handel og fleksibilitet	119
7.3.3	Særmerknader	88	10	Oppsummering og anbefalinger	121
8	Energibruk i fremtiden	89	10.1	Overordnede mål for en framtidsrettet energisektor	121
8.1	Effektivisering, konvertering og nye anvendelser	89	10.2	Energisystemets rolle i samfunnet	121
8.1.1	Energibruk i bygg	90	10.2.1	Viktige egenskaper ved energisystemet som kritisk infrastruktur	121
8.1.2	Virkemidler for energi-effektivisering i bygg	94	10.2.2	Miljøutfordringer ved energisystemet	122
8.1.3	Energibruk i industrien	96	10.2.3	Energi som grunnlag for høy verdiskaping	122
8.1.4	Konvertering mellom energibærere	97	10.3	Politikkens og markedets roller i energisektoren	122
8.1.5	Nye anvendelsesområder for elektrisitet	99	10.4	Viktige utviklingstrekk mot 2050	122
8.1.6	Spenn for samlet elforbruk framover	99	10.5	Oppsummering av sentrale energipolitiske spørsmål	123
8.2	Systemperspektiv på energibruk	101	10.5.1	Økende krav til forsyningssikkerhet	124
8.2.1	Etterspørsel etter effekt	101	10.5.2	Energiressursene er viktige for verdiskapingen	124
8.2.2	Fleksibilitet i energibruken	101	10.5.3	Energi og natur – en krevende balansegang	124
8.2.3	Samspill og avveininger mellom forbruk, nett og produksjon	102			
8.2.4	Energibrukens rolle i energi- og klimapolitikken	102			
8.3	Utvalgets vurderinger	103			
8.3.1	Særmerknad	104			
9	Energisystemet mot 2030 og 2050	106			
9.1	Hovedtrekk ved utviklingen i energisystemet mot 2030 og 2050	106			
9.1.1	Klimaendringene påvirker kraftsystemet	106			

10.5.4	Energibruk i framtiden	125	12.1.4	Elforbruk i transport- og petroleumssektoren	151
10.6	Veivalg for norsk energisektor mot 2050	125	12.2	EU-direktiver og norske virkemidler	152
10.6.1	Vi må bruke energien riktig, og vi må bruke riktig energi	126	12.3	Nasjonalbudsjettets referansebane	154
10.6.2	Vi må utnytte særnorske muligheter for verdiskaping	127	13	Infrastruktur for energi – fjernvarme og nettutbygging	158
10.6.3	Vi må bygge et sterkere overføringsnett	128	13.1	Kraftnettet i Norge	158
10.6.4	Vi må ha gode og effektive konesjonsprosesser	129	13.1.1	Effektkrav	160
10.6.5	Vi må satse på FoU, innovasjon og kompetanse	130	13.1.2	Leveringskvalitet	160
10.7	Balansert utvikling av energisystemet på lang sikt	131	13.2	Nettet som regulert naturlig monopol	160
10.8	Økonomiske og administrative konsekvenser	132	13.2.1	Store faste kostnader – lave kostnader ved bruk	160
Del III	Fagkapitler	133	13.2.2	Fallende gjennomsnittskostnader for overføringskapasitet	161
11	Ressursgrunnlag og teknologiutvikling	135	13.2.3	Regulering av nettselskapene	161
11.1	Generelle egenskaper ved teknologiutvikling	135	13.2.4	Koordinering av nett, produksjon og forbruk	161
11.2	Generelle barrierer mot investering i FoU	135	13.3	Fordeling av kostnader og inntekter i nettet	162
11.2.1	Lærekurver	136	13.3.1	Tariffer	162
11.2.2	Internasjonale og nasjonale initiativ	137	13.3.2	Anleggsbidrag	164
11.2.3	IEAs syn på teknologiutvikling ...	138	13.4	Teknologi	164
11.3	Lagringsteknologier	138	13.4.1	Likestrøm og vekselstrøm	164
11.4	Vannkraftpotensial	139	13.4.2	Kabelteknologi	164
11.4.1	Økonomisk potensial	139	13.4.3	Elektriske tap i strømmettet	165
11.4.2	Klimaendringer	139	13.4.4	Intelligente nett og avanserte målesystemer	166
11.5	Vindkraft	141	13.5	Nettutvikling	166
11.6	Gass	143	13.5.1	Behov for nettinvesteringer	167
11.7	Solenergi	143	13.5.2	Alternativer til nett	168
11.7.1	Solceller	143	13.6	Fjernvarme	169
11.7.2	Solvarme og solkjøling	143	13.6.1	Status for fjernvarme i dag	169
11.8	Bioenergi	144	13.6.2	Fjernkjøling	170
11.8.1	Norske bioressurser	144	13.6.3	Reguleringer og andre virkemidler	170
11.8.2	Teknologi	144	13.7	Internasjonal nettutvikling	171
11.9	Geotermisk energi	145	13.7.1	Økt betydning av nett i Europa	171
11.10	Havenergi	146	13.7.2	Utviklingen av et nordsjønett for havvind	171
11.11	Oppsummering av ressurspotensial	146	13.7.3	Utenlandsforbindelser	172
11.12	Energi21s strategi	147	14	Kraftutveksling med utlandet ..	173
12	Utvalgte fakta om energibruken i Norge	149	14.1	Hvordan fungerer utenlands- handel med kraft?	173
12.1	Kjennetegn ved dagens energibruk	149	14.1.1	Kraften flyter til landet med høyest pris	173
12.1.1	Sammensetning av stasjonær energibruk	149	14.1.2	Netteier får flaskehalsinntekten ...	173
12.1.2	Energibruk i bygninger	150	14.1.3	Billig kraftproduksjon erstatter dyr kraftproduksjon	173
12.1.3	Maksimallast i kraftsystemet	151	14.1.4	Prisvariasjon og handelsmønster – hva viser historien?	176

14.1.5	Prisvariasjon og handelsmønster – hva kan vi vente oss i framtiden?	178	14.4.3	Kostnader	182
14.2	Prisvirkninger av utenlandshandel	179	14.4.4	Hvor lønnsomme blir nye utenlandsforbindelser?	183
14.2.1	Flere utenlandsforbindelser gir trolig litt høyere gjennomsnittspris	179	14.4.5	Hvor mye fleksibilitet vil og kan Norge levere?	183
14.2.2	Vi får mer prisvariasjon innenfor døgnet og uka	180		Referanse- og litteraturliste	185
14.2.3	Mindre prisvariasjon mellom tørre og våte år	181		Vedlegg	
14.3	Salg av system- og balansetjenester	181	1	Verdiskaping og effektivitet i samfunnsøkonomisk forstand	188
14.4	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	181	2	Oversikt over produksjonsteknologier og barrierer	194
14.4.1	Mer om nytte og kostnader ved utenlandsforbindelser	181	3	Prisens mange roller	205
14.4.2	Andre nytteverdier av utenlandsforbindelser	181	4	Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor	219

Kapittel 1

Utvalgets oppnevning, bakgrunn og arbeidsmåte

1.1 Oppnevning, mandat og arbeid

Bakgrunn og oppnevning

Ved kongelig resolusjon av 4. mars 2011 ble det oppnevnt et utvalg for å utrede de langsiktige rammene for energipolitikken. I resolusjonen heter det blant annet: «Formålet med utredningen er å skape en bedre forståelse for de avveiningene som vi står overfor i energipolitikken. Utvalget skal utrede og vurdere sentrale faktorer som påvirker energi- og kraftbalansen i Norge, blant annet produksjon, forbruk, nettutbygging og kraftutveksling med utlandet.»

Utvalget har hatt følgende medlemmer:

- Olav Akselsen (leder), sjøfartsdirektør Sjøfartsdirektoratet, Stord
- Marit Arnstad (nestleder), advokat, Stjørdal
- Petter Haas Brubakk, direktør Næringslivets Hovedorganisasjon, Vestby
- Torstein Arne Bye, fagdirektør Statistisk Sentralbyrå, Oslo
- Steinar Bysveen, konserndirektør Statkraft, Bærum
- Kathrine Fog, assisterende direktør Norsk Hydro, Oslo
- Lars Haltbrekken, leder Naturvernforbundet, Oslo
- Nils Kristian Nakstad, administrerende direktør Enova, Trondheim
- Bente Haukland Næss, energi- og miljøkoordinator AsplanViak, Nittedal
- Elizabeth Baumann Ofstad, seniorrådgiver Renewable Energy Statoil, Oslo
- Raymond Robertsen, prosjektdirektør, Hamnerfest
- Eli Reistad, bonde, Sigdal
- Ellen Stensrud, hovedkasserer Landsorganisasjonen i Norge, Oslo
- Wenche Teigland, konserndirektør BKK, Bergen
- Arne Vinje, ordfører Vinje kommune, Vinje

I tillegg har Eystein Gjelsvik, Landsorganisasjonen i Norge, deltatt på noen av møtene for Ellen Stensrud.

Sekretariatet har hatt følgende sammensetning:

- Ann Ingeborg Hjetland (sekretariatsleder), avdelingsdirektør Olje- og energidepartementet
- Jørgen Bjørndalen, rådgiver EC Group
- Jan Bråten, sjeføkonom Statnett
- Ellen Skaansar, seniorrådgiver Norges vassdrags- og energidirektorat
- Berit Tennbakk, partner THEMA Consulting Group
- Laila Berge, underdirektør Olje- og energidepartementet
- Tom Wiersdalen Karlsen, seniorrådgiver Olje- og energidepartementet
- Christine Kaaløy, rådgiver Olje- og energidepartementet
- Håvard Grothe Lien, rådgiver Olje- og energidepartementet
- Heidi Lundberg, rådgiver Olje- og energidepartementet
- Tor Arnt Johnsen, seksjonssjef Norges vassdrags- og energidirektorat
- Kristian Rasmussen, avdelingsingeniør Norges vassdrags- og energidirektorat

Utvalgets mandat

Utvalget har hatt følgende mandat:

«Utvalget skal utrede og vurdere energi- og kraftbalansen for Norge fram mot 2030 og 2050. Produksjonen av kraft, størrelsen på kraftutvekslingen med utlandet og forbruket i ulike sektorer er eksempler på sentrale størrelser i energi- og kraftbalansen. Energibalansen skal omfatte det stasjonære energiforbruket medregnet petroleumsvirksomheten og energiforbruket i transportsektoren. Regionale energi- og kraftbalanser skal vurderes for å kunne bedømme det langsiktige behovet for utbygging av nettkapasitet. Effektfor-

bruk og effekttilgang skal tas inn i vurderingene der det er naturlig.

Vurderingene av energi- og kraftbalansen skal ta utgangspunkt i ulike framskrivinger av energiutviklingen, og ressursgrunnlag.

Utvalget skal kartlegge viktige ytre forhold som vil påvirke energi- og kraftbalansen i Norge, herunder konsekvensene av klimaendringer. Med et så langt tidsperspektiv vil det også være naturlig å se på utviklingsperspektiver der energipolitikken ikke er bundet av dagens rammevilkår. Utvalget må gi en grundig gjennomgang av de internasjonale perspektivene og rammene for energiutviklingen. Det gjelder særlig miljø- og klimapolitikk, krav som settes til Norge gjennom EØS-avtalen, den tekniske og naturvitenskaplige kunnskapen og kunnskapen om konsekvensene av naturinngrep, blant annet naturmangfoldet, ved energianlegg.

Utvalget skal legge til grunn dagens vernepolitikk for vassdrag, herunder verneplan I-IV og senere suppleringer.

Utvalget skal gi en sammenfattet presentasjon av energiutviklingen siden 1980.

Utvalget bes videre vurdere sammenhengen mellom energiutviklingen og mulighetene for verdiskaping, sysselsetting, kompetanse- og teknologiutvikling i energisektoren, i næringslivet for øvrig, i offentlig sektor og i husholdningene.

For å legge til rette for en bred drøfting av muligheter og begrensninger i utviklingen av et bærekraftig energisystem skal utvalget utrede de energimessige konsekvensene av forslag til tiltak og virkemidler. Utvalget skal i denne forbindelse også vurdere virkningene av ulike tiltak for klima, miljø, sysselsetting og for industri og annet næringsliv.

Det skal vurderes hva som skal til for at de regionale kraftbalansene gir grunnlag for like, stabile og forutsigbare strømpriser over hele landet, herunder produksjon og linjer.

Det må legges særlig vekt på å få vurdert hva som kan gjøres for å begrense forbruket. Det vil derfor være behov for å drøfte hva energi og elektrisitet vil bli brukt til i framtiden. Det er blant annet viktig å få belyst hvordan det faktiske energi- og elforbruket avhenger av ulike myndighetstiltak.

Utvalget forutsettes å ha kontakt med ulike faggrupper og interessegrupper.

Utvalget skal overlevere sin innstilling til Olje- og energidepartementet innen 1. mars 2012.

Utvalgets arbeid

Utvalget har siden det konstituerende møte 11. april 2011 holdt 13 møter, åtte over to dager og fem heldagsmøter. Alle møtene har blitt holdt i Oslo-området.

Som grunnlag for sitt arbeid har utvalget søkt å fremskaffe en bred og grundig oversikt over tilgjengelig kunnskap og forskning på områdene som utvalgets mandat angir. En rekke fagpersoner og organisasjoner fra inn- og utland har holdt presentasjoner på utvalgsmøtene: Statnett, Statistisk Sentralbyrå, Statkraft, Norges vassdrags- og energidirektorat, Norsk Hydro, Olje- og energidepartementet, Finansdepartementet, Forskningsrådet, Oljedirektoratet, Statens Vegvesen, Enova, THEMA Consulting Group, Statoil, Miljøverndepartementet, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, Sintef Energi, Carbon Limits, DG-ENER (EU-kommisjonen), Professor Peter Taylor (tidligere International Energy Agency (IEA)), Energinet.dk, Xrgia, Prognose-senteret, Professor Nils-Henrik M. von der Fehr, Energi Norge, Universitetet for miljø- og biovitenskap, Fafo, Energi 21, CEDREN, Direktoratet for naturforvaltning, Norsk Institutt for Vannforskning og Tomas Kåberger (tidligere Energimyndigheten).

Utvalget opprettet en *beregningsgruppe* for å ivareta arbeidet med framskrivinger og modellberegninger. Gruppen har bestått av Torstein Arne Bye fra SSB (leder), Steinar Bysveen fra Statkraft og Kathrine Fog fra Norsk Hydro. Beregningsgruppen har hatt ti møter.

Videre opprettet utvalget en *energibruksgruppe* for å forberede utvalgets arbeid med temaet energibruk. Gruppen har bestått av Nils Kristian Nakstad fra Enova (leder), Lars Haltbrekken fra Naturvernforbundet og Bente Haukland Næss fra Asplan Viak. Energibruksgruppen har hatt tre møter.

Utvalget utlyste to oppdrag for utredning: *Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor og Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader*. Rapportene kan lastes ned fra Olje- og energidepartementets hjemmesider: www.regjeringen.no/OED.

1.2 Mandattolkning og disposisjon for rapporten

Mandatet fokuserer på vurdering av forhold som vil påvirke den nasjonale kraftbalansen i et langsiktig perspektiv. Transport- og petroleumssektorene

ren er holdt utenfor, med unntak av stasjonær energibruk i disse sektorene. Med 2050 som tidsperspektiv er det knyttet stor usikkerhet til hvordan energiforsyningen vil se ut. Utvalget har derfor valgt å fokusere på noen grunnleggende forhold og utfordringer som også vil gjelde på lang sikt.

Rapporten er delt i tre:

1. *Mye er gitt – historien, naturforhold og utviklingstrekk.* Kapittel 2-4 beskriver forhold som er gitt og ytre rammer som energiforsyningen må tilpasse seg. Kapittel 2 gir en gjennomgang av energiforsyningens historie fra 1980 og fram til i dag. Energiloven er viktig i den sammenheng. Kapittel 3 beskriver egenskaper ved det norske vannkraftsystemet og hvordan det påvirker tilpasninger i og muligheter for energisektoren. Kapittel 4 omhandler nasjonale og internasjonale utviklingstrekk og politiske rammebetingelser. Underliggende økonomiske drivere, internasjonal klimapolitikk, EUs rolle og teknologiutviklingen vil sette rammer for utviklingen av den norske energiforsyningen framover.
2. *Sentrale energipolitiske spørsmål.* Kapittel 5-8 drøfter noen utvalgte tema som vil stå sentralt i utforming av den langsiktige energipolitikken: forsyningssikkerhet, verdiskaping, naturhensyn og energibruk. Kapittel 9 gir en samlet framstilling av hvordan energisystemet kan se ut i 2030 og 2050. Modellberegninger bidrar til å belyse hvordan energisystemet takler utfordrende situasjoner. Kapittel 10 gir en oppsummering av utvalgets vurderinger og budskap. Her presenteres også utvalgets anbefalinger.
3. *Fagkapitler og vedlegg.* Kapittel 11-14 gir faglige gjennomganger av sammenhenger og fakta som er viktig for utviklingen av energisektoren: ressursgrunnlag, teknologiutvikling, energibruk, infrastruktur og kraftutveksling med utlandet. Fagkapitlene har tjent som bakgrunn for teksten i kapittel 5-10. Vedlegg 1 er en gjennomgang av verdiskaping i samfunnsøkonomisk forstand av Torstein Arne Bye, fagdirektør i SSB. Vedlegg 2 er knyttet til kapittel 11 og er en oversikt fra Energi21 over produksjonsteknologier og barrierer. Vedlegg 3 og 4 bygger på og sammenfatter to større utredninger som utvalget har bestilt om konsekvenser av internasjonal klimapolitikk og prisens roller.

1.3 Kontakt med ulike faggrupper og interessegrupper

I Energiutvalgets mandat står det at «utvalget forutsettes å ha kontakt med ulike faggrupper og interessegrupper». I hovedsak har utvalget involvert ulike faggrupper og interessegrupper på to måter. For det første har ulike miljøer blitt invitert til utvalget for å komme med faglig innspill på sitt område, se avsnitt 1.1. Representanter fra både internasjonale og nasjonale organisasjoner har bidratt i denne sammenheng. Utvalget inviterte i tillegg til et åpent innspillsmøte 22. september 2011 der alle som ønsket fikk anledning til å holde innlegg. I invitasjonen til dette møtet ble organisasjonene oppfordret til å gi innspill om:

- Hva kan utvalget bidra med i energidebatten?
- Hva ser din organisasjon som de viktigste utfordringene for den norske energiforsyningen fram mot 2050, og hvordan bør vi møte disse utfordringene?

I alt ønsket 40 organisasjoner å fremme sine synspunkter for utvalget, hvorav 38 presentasjoner ble holdt. På innspillsmøtet fikk organisasjonene anledning til å fremme sine synspunkt for utvalget. I tillegg kunne de levere et skriftlig innspill. Følgende organisasjoner holdt innlegg på møtet:

- Energi Norge
- Byggenæringens Landsforening
- Statsbygg
- Bondelaget
- Centre for Environmental Design of Renewable Energy (CEDREN)
- Elektroforum
- Huseiernes landsforbund
- KS Bedrift Energi
- Agder Energi AS
- Bellona
- Den Norske Turistforeningen
- Landssammanslutninga av Vasskraftkommunar
- Naturvernforbundet
- Norsk bioenergiforening
- Norsk Ornitologisk Forening
- Region Sørvest v/ Vest-Agder fylkeskommune og Lister
- Zero
- Forbrukerrådet
- Norsk energigassforening
- Norsk solenergiforening
- Norsk Teknologi
- EL & IT Forbundet
- Energiveteranene

- GrønnFase-studentene
- Norges Ingeniør- og Teknologorganisasjon (NITO)
- Norges Skogeierforbund
- Norsk varmepumpeforening
- Norsk VVS Energi- og miljøteknisk forening
- Sintef og Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU)
- Norsk Fjernvarme
- Småkraftforeningen
- Tekna
- World Wildlife Fund (WWF)
- Norwegian Wind Energy Association (NORWEA)
- Oljeindustriens Landsforening (OLF)
- Natur og Ungdom
- Industri Energi
- Norsk Industri

Organisasjonene etterlyste først og fremst en mer helhetlig og langsiktig energipolitikk. Det ble blant annet pekt på behovet for større samsvar mellom støtte til ny produksjon og støtte til energieffektivisering, fleksibilitet ved valg av energibærere, utfordringer med karbonlekkasje, rammebetingelser for nye ledninger og en effektiv og kunnskapsbasert konsesjonsbehandling.

Videre ble det fremmet synspunkter om økt fokus på potensialet for verdiskaping i energisektoren, herunder produktutvikling og nye handelsmodeller. Forholdet til andre lands innfasing av betydelige mengder uregulerbar kraft og beslutninger om kjernekraftens utvikling ble trukket fram som viktig for Norge. Bedre vilkår for forskning og teknologiutvikling og bedre rekruttering til næringen ble også fremhevet som viktige faktorer for en mer verdiskapende og miljøvennlig næring.

Togradersmålet ble av flere ansett som et sentralt premiss for hvordan handlingsrommet for framtidens energipolitikk vil være. Klimaeffekten ved ulike energitiltak må derfor stå sentralt når disse skal vurderes.

Vedrørende spørsmål knyttet til nettutvikling nasjonalt og mot utlandet ble særlig forhold rundt nettselskapenes finansielle situasjon, anleggsbidrag, smart grid, elektrifisering av sokkelen og konsekvenser for naturmangfoldet ansett som områder med behov for særskilt fokus.

Innspillene fra møtet har vært viktig for utvalget når de har gjort sine vurderinger og kommet med anbefalinger. De fleste av de problemstillingene og alternativer som organisasjonene adresserte på møtet, er behandlet av utvalget.

Del I
Mye er gitt

Kapittel 2

Energiutviklingen fra 1980 til i dag

Utviklingen av Norge til en energinasjon startet for over hundre år siden. Utnyttelsen av de store vannkraftressursene var en viktig forutsetning for industri- og velstandsutviklingen, som skjøt fart etter andre verdenskrig. Norges posisjon som energinasjon er i første rekke knyttet til vår rolle som produsent og eksportør av olje og gass. Men også vår fornybare vannkraft setter Norge i en særstilling. I dag er Norge verdens sjette største produsent av vannkraft, og den største i Europa.

Den betydelige velstandsveksten Norge har opplevd de siste tiårene har medvirket til økt bruk av energi. Samtidig anvendes energien mer effektivt, og veksten i energibruken har de siste årene avtatt i en rekke sektorer.

Energipolitikk har kommet høyere på den politiske agendaen både i Norge og internasjonalt i de senere årene. Dette skyldes ikke bare energisektorens betydning for den nasjonale verdiskapingen, men også en økende erkjennelse av at energisektoren må omstilles for at verden skal kunne håndtere klimautfordringene. Samtidig er en sikker energiforsyning en forutsetning for at et moderne samfunn skal fungere.

I dette kapitlet er formålet å få fram sentrale utviklingstrekk for den norske energisektoren

siden 1980. Hovedvekten blir lagt på elektrisitet, som utgjør den viktigste delen av den stasjonære energibruken i Fastlands-Norge.

Først ser vi på noen av hovedtrekkene i energisektoren. Deretter går vi nærmere inn på kraftsektoren og presenterer de viktigste trendene når det gjelder forbruk, produksjon, priser og handel med kraft. Den siste delen av kapitlet tar et tilbakeblikk på den omstillingen som kraftsektoren har gjennomgått siden energiloven ble innført i 1991.

2.1 Oversikt over energisektoren i Norge siden 1980

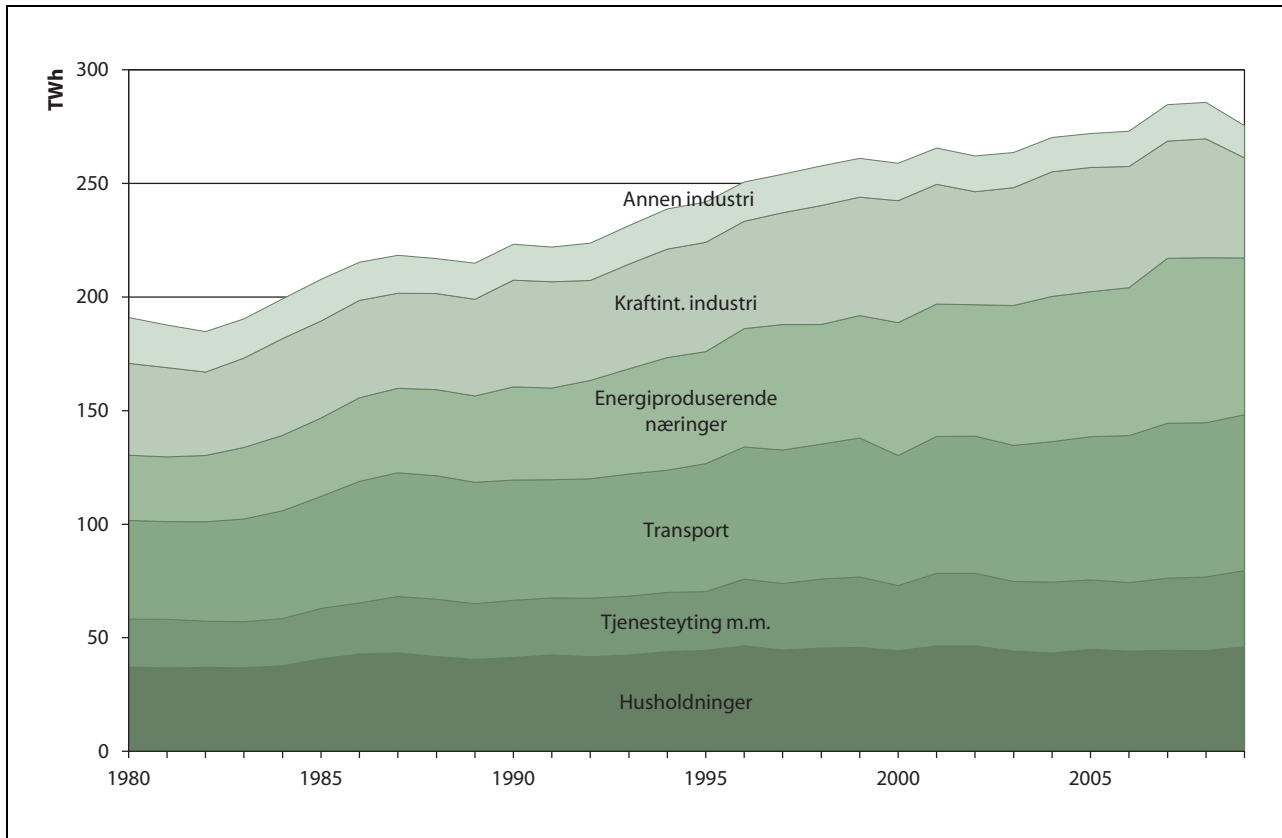
I 2009 var den samlede energibruken i Norge, eksklusiv råstoff¹ og tap, 275 TWh². Energibru-

¹ Med råstoff menes energibærere som blir brukt til annet enn energiformål. Dette omfatter i hovedsak bruk av petroleumsprodukter i framstilling av kjemiske råvarer. For 2009 utgjør råstoff 25 TWh fordelt på 9 TWh kull og koks, og 16 TWh gass. I tallene som er brukt i dette kapitlet er kull og koks brukt som reduksjonsmiddel i produksjonsprosessen betraktet som råstoff og trukket ut. Tallene er basert på foreløpige tall for energibruken i 2009.

Tabell 2.1 Samlet bruk av energi til energiformål, 1980 og 2009, fordelt på energibærere

	Energibruk 1980 [TWh]	Energibruk 2009 [TWh]	Gjennomsnittlig årlig vekstrate
Elektrisitet	77	113	1,3 %
Gass	28	71	3,3 %
Kull og koks	1	1	0,0 %
Ved og avlut	7	12	1,9 %
Fjernvarme	0	3	-
Drivstoff	43	67	1,5 %
Fyringsoljer	36	8	-5,1 %
Totalt	192	275	1,2 %

Kilde: SSB, Energiregnskapet



Figur 2.1 Samlet bruk av energi til energiformål, 1980-2009, sektorvis

Kilde: SSB, Energiregnskapet

ken har i gjennomsnitt økt med 1,2 prosent per år siden 1980. Som vist i tabell 2.1 er det forbruket av gass som har økt mest. Dette har særlig sammenheng med økt aktivitet på sokkelen, men gassbruken på land har også økt noe. Videre har det vært en betydelig økning i bruken av elektrisitet, drivstoff, og ved og avlut. I tillegg har fjernvarme blitt en viktig energibærer. I perioden har det også vært en betydelig nedgang i forbruket av fyringsoljer. Dette har sammenheng med overgang til mer bruk av elektrisitet, fjernvarme og ved til oppvarming. Økt transportbehov har bidratt til høyere forbruk av drivstoff.

Figur 2.1 viser den samlede energibruken, eksklusiv råstoff, etter sektorer. De energiproduiserende næringene har hatt den største økningen, i gjennomsnitt på 3,1 prosent årlig siden 1980. Dette skyldes økt aktivitet i petroleumssektoren. Den økonomiske veksten i Norge har bidratt til økt energibruk i transportsektoren og i de tjenesteytende næringene. Begge disse sektorene har hatt en gjennomsnittlig årlig økning i energibru-

ken på 1,6 prosent, og energibruken var på henholdsvis 69 TWh og 34 TWh i 2009.

Energibruken i kraftintensiv industri har også økt. Aktiviteten i denne sektoren er imidlertid sterkt koblet til konjunktorene, og energibruken falt fra 52 TWh i 2008 til 44 TWh i 2009 som følge av finanskrisen. Etter dette har energibruken tatt seg opp igjen og var i følge foreløpige tall på totalt 48 TWh i 2010. I perioden fra 1980 til 2008 vokste energibruken i sektoren med 0,9 prosent per år.

Energibruken i husholdningene økte noe fram mot midten av 1990-tallet. Etter dette har energibruken flatet ut, til tross for sterk økonomisk vekst, befolkningsøkning og økt gjennomsnittlig boligareal. Dette har blant annet sammenheng med at byggene og oppvarmingsløsningene har blitt mer energieffektive.

Energibruken har økt med om lag 45 prosent siden 1980, men den økonomiske veksten har vært langt større. Samtidig har det også foregått en betydelig energieffektivisering. Disse endringene kan belyses ved å se på energiintensiteten. Målt som total primær energitilførsel per BNP ble denne redusert med 33 prosent fra 1980 til 2009 (Bøeng m.fl., 2011).

² 1 TWh er 1 milliard kWh, 1 GWh er 1 million kWh.

Tabell 2.1 viser at elektrisitet utgjør over 40 prosent av Norges samlede bruk av energi til energiformål. Ser vi bort fra energibruken til transport og på sokkelen, er elektrisitet den klart dominerende energibæreren. Det store innslaget av fornybar vannkraft i det norske kraftsystemet bidrar til at Norge hadde en fornybarandel på 65 prosent i 2009, slik dette beregnes i tilknytning til EUs fornybardirektiv, se boks 4.3. Til sammenlikning lå gjennomsnittet i EU på 11,7 prosent. På bakgrunn av den store rollen elektrisitet spiller i den norske energisektoren, vil resten av dette kapitlet fokusere på utviklingen i kraftsektoren.

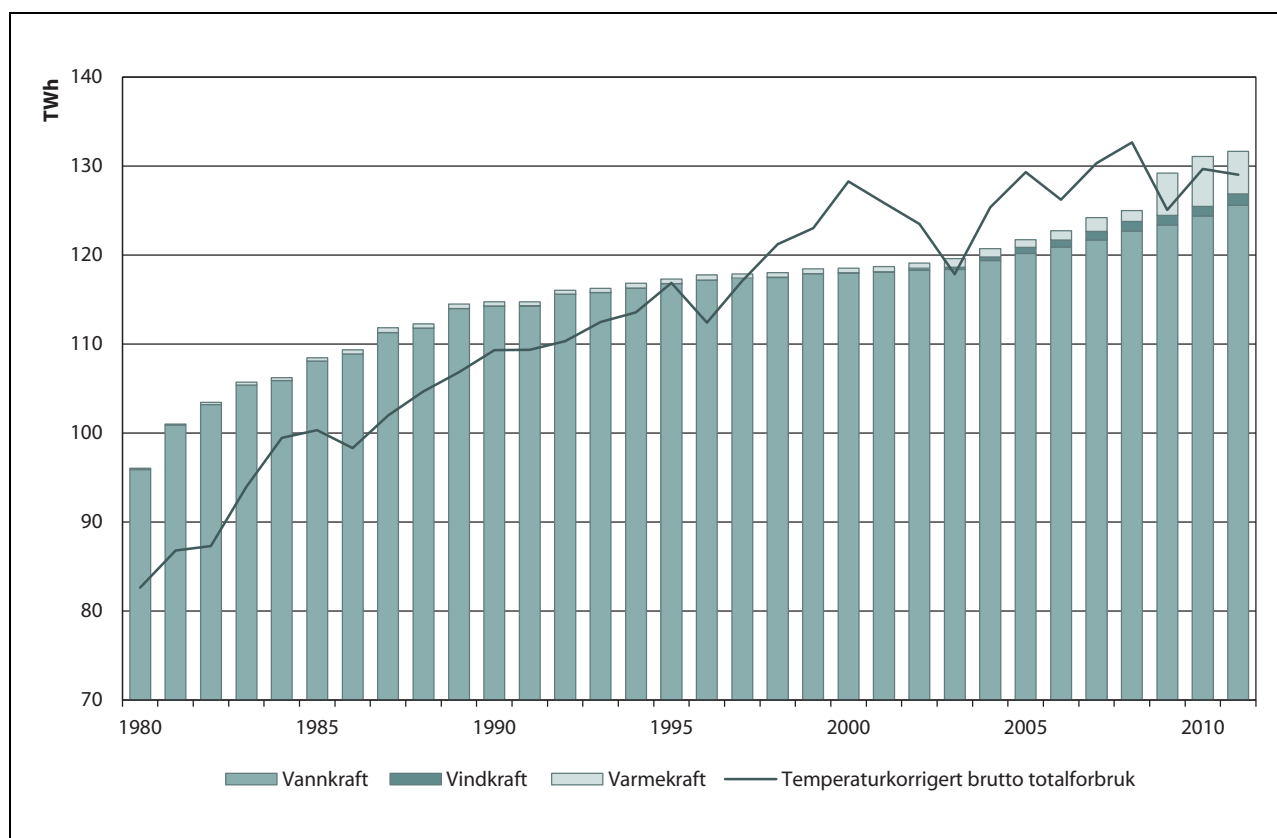
2.2 Kraftbalansen siden 1980

Kraftbalansen kan defineres som differansen mellom normal produksjonsevne³ og temperaturkorrigert totalforbruk⁴. En negativ kraftbalanse betyr

i utgangspunktet at Norge trenger import i et værmessig normalt år. Utviklingen i normal produksjonsevne og temperaturkorrigert totalforbruk er en nyttig indikator for hvordan kraftsystemet har utviklet seg. I tråd med beregningsmetoden som er brukt i figur 2.2, økte normal produksjonsevne fra 96 TWh i 1980 til 132 TWh i 2011.

³ For vannkraft defineres normal produksjonsevne som gjennomsnittstilsiget i en gitt tilsigsserie. Tilsvarende er normal produksjonsevne for vindkraft gjennomsnittsprødsjonen i en gitt vindserie. Selv om vi har god historikk, kjenner vi ikke sannsynlighetsfordelingen for tilsig og vind perfekt. Både endringer i klimatiske forhold og bedre datagrunnlag og beregningsmodeller fører til at anslaget på normal produksjonsevne endres selv om det ikke foretas endringer i installert kapasitet. Eksempelvis gikk NVE tidlig på 2000-tallet over til en ny tilsigsserie, og forventet tilsig ble da oppjustert. Dette bidrar til at kraftbalansen på 1980-tallet i dag framstår som mer positiv enn den gjorde da.

⁴ I Norge er forbruket sterkt koblet til temperaturen. Med temperaturkorrigert forbruk mener vi hva forbruket ville vært med normale temperaturer, alt annet likt.



Figur 2.2 Normal produksjonsevne¹ og temperaturkorrigert forbruk i Norge fra 1980 til 2011 [TWh]

¹ Figuren viser normal produksjonsevne for vind- og vannkraft. Vannkraften er basert på NVEs tilsigsserie fra 1970-1999. Vindkraften er beregnet ut fra en brukstid på 2500 timer, som er den historiske brukstiden til norske vindkraftverk (Kilde: NVE). Varmekraftverk kan i større grad produsere når det er behov for elektrisk kraft. I enkelte varmekraftverk er imidlertid kraftproduksjonen sterkt koblet til industrielle prosesser og varmeproduksjon, og i liten grad styrt av kraftprisene. Det er derfor vanskelig å anslå produksjonsevnen nøyaktig. I figuren har vi oppgitt den historiske varmekraftproduksjonen (foreløpige tall for 2011). Dette innebærer imidlertid en viss underestimerting av produksjonsevnen. Eksempelvis har gasskraftverket på Kårstø de siste årene hatt lange perioder med stans på grunn av lav kraftpris og høy gasspris. Men i en knapphetssituasjon vil kraftprisen gjøre det lønnsomt å produsere. Da kan Kårstø alene produsere 3,5 TWh per år.



Figur 2.3 Nettoeksport av elektrisk kraft – differanse mellom faktisk produksjon og faktisk forbruk

Kilde: NVE

Økningen kom i hovedsak på 1980- og 2000-tallet, mens det ble investert lite i ny produksjonskapasitet på 1990-tallet. På 1980-tallet ble det installert mye ny vannkraftproduksjon. De senere årene har særlig produksjonskapasiteten til gasskraft økt, men det har også blitt installert noe ny vann- og vindkraftproduksjon.

Fra 1980 til 2011 økte det temperaturkorrigerte totalforbruket fra 83 TWh til 129 TWh. Økningen har vært ujevn, blant annet fordi forbruket blir påvirket av konjunktursvingninger og varierende priser.

Figur 2.2 viser normal produksjonsevne (totalhøyden på søylene) og temperaturkorrigert forbruk (kurve). Kraftbalansen er differansen mellom disse. I praksis varierer imidlertid nedbør og temperatur, og dermed også produksjon og forbruk, betydelig fra år til år. Produksjonen varierer mer enn forbruket. For å utjevne de ubalansene som regelmessig vil oppstå, er det behov for utvekslingsmuligheter mellom regioner og land. Norge har de siste 30 årene styrket overføringskapasiteten mellom landsdelene. Det er også bygget ut 5500 MW utvekslingskapasitet til våre naboland, se kapittel 13 for mer om det norske kraftnettet.

Figur 2.3 viser den *faktiske* nettoeksporten fra 1980 til 2011. Med unntak av en kald og tørr periode på midten av 1980-tallet, hadde Norge årlig overskudd på elektrisk kraft fram til midten av 1990-tallet. Fra 1980 til 1995 ble det i gjennomsnitt eksportert 6 TWh per år. I 1996 førte imidlertid reduserte nedbørmengder til økte kraftpriser, import og redusert forbruk. Fra 1995 til 1996 ble en nettoeksport på 7 TWh snudd til en nettoimport på 9 TWh. Dette illustrerer at situasjonen brått kan snu.

Rett før årtusensskiftet var kraftbalansen blitt negativ. Dette vedvarte det meste av 2000-tallet, jf. figur 2.2. Likevel førte et mildt og vått vær til at Norge hadde en gjennomsnittlig årlig krafteksport på 3 TWh fra 1998 til 2010. I samme periode opplevde imidlertid Norge også flere alvorlige tørrårssituasjoner.

Situasjonen i 2002/2003 er et eksempel på dette. Høsten 2002 kom det mye mindre nedbør enn normalt. Utover høsten og vinteren steg kraftprisene betydelig. Sammen med økt oppmerksomhet i media medvirket dette til en betydelig reduksjon i forbruket gjennom vintermånedene i 2003. Fra våren normaliserte situasjonen seg gradvis, men det tok lang tid før det hydrologiske

Boks 2.1 Midt-Norge – fra mulig overskudd til kritisk underskudd

Rundt årtusenskiftet eksisterte det planer for betydelige forbruksøkninger i Midt-Norge. Økningen var knyttet til utvidelser ved aluminiumsverket på Sunndalsøra, papirproduksjon i Skogn, Hustadmarmor på Fræna, samt til gassprosesseringsanlegget til Ormen Lange i Aukra. Totalt ville dette innebære en økt etterspørsel på 650 MW, eller i underkant av 5 TWh årlig.

Samtidig ble det planlagt nye gasskraftverk på Skogn og Tjeldbergodden, med en samlet ny produksjonskapasitet på opp mot 1600 MW. For å håndtere investeringene og det forventede overskuddet arbeidet Statnett derfor særlig med planer for å styrke nettet internt i regionen og for å øke eksportmulighetene til Østlandet. Fra 2002 til 2008 økte industriens elforbruk i Midt-Norge fra om lag 6 til 10 TWh. Ut på 2000-tallet ble det imidlertid klart at forbruksøkningen ikke ville bli dekket opp av økt produksjon, siden lønnsomheten av gasskraft framsto som stadig mer usikker.

Det vokste derfor gradvis fram et underskudd på elektrisk kraft i regionen. I Statnetts nettutviklingsplan for 2001 ble det pekt på muligheten for krafunderskudd i Midt-Norge. I 2004 igangsatte Statnett et forprosjekt for å se på alternative løsninger for å sikre kraftforsyningen i

regionen. Resultatet av dette var blant annet at Midt-Norge i november 2006 ble etablert som eget prisområde. Dette medvirket til økt import fra omkringliggende områder og styrket forsyningsikkerheten. Etter hvert ble det også besluttet å investere i midlertidige reservekraftverk, og i februar 2009 stod anleggene på Nyhamna og Tjeldbergodden klare. Kraftverkene har hittil ikke blitt tatt i bruk, men har ved enkelte anledninger de siste årene blitt satt i beredskap. Oppstår det en betydelig energiknapphet kan de få stor betydning.

En ledning til Sverige (Nea-Järpströmmen) ble tatt i bruk i oktober 2009. Etter søknad i 2007 fikk Statnett i desember 2011 konsesjon for ledningen Ørskog-Sogndal. Med ledningen, som er ventet ferdig i 2015, vil forsyningsikkerheten i Midt-Norge bli på linje med resten av Norge.

Historien om Midt-Norge er et eksempel på hvordan prosessene som leder fram til utbygging av nye kraftledninger og produksjonsanlegg kan være mer kompliserte og ta lengre tid enn de som leder fram til utbygging av nytt kraftforbruk. Dette skaper utfordringer i planleggingen av kraftsystemet.

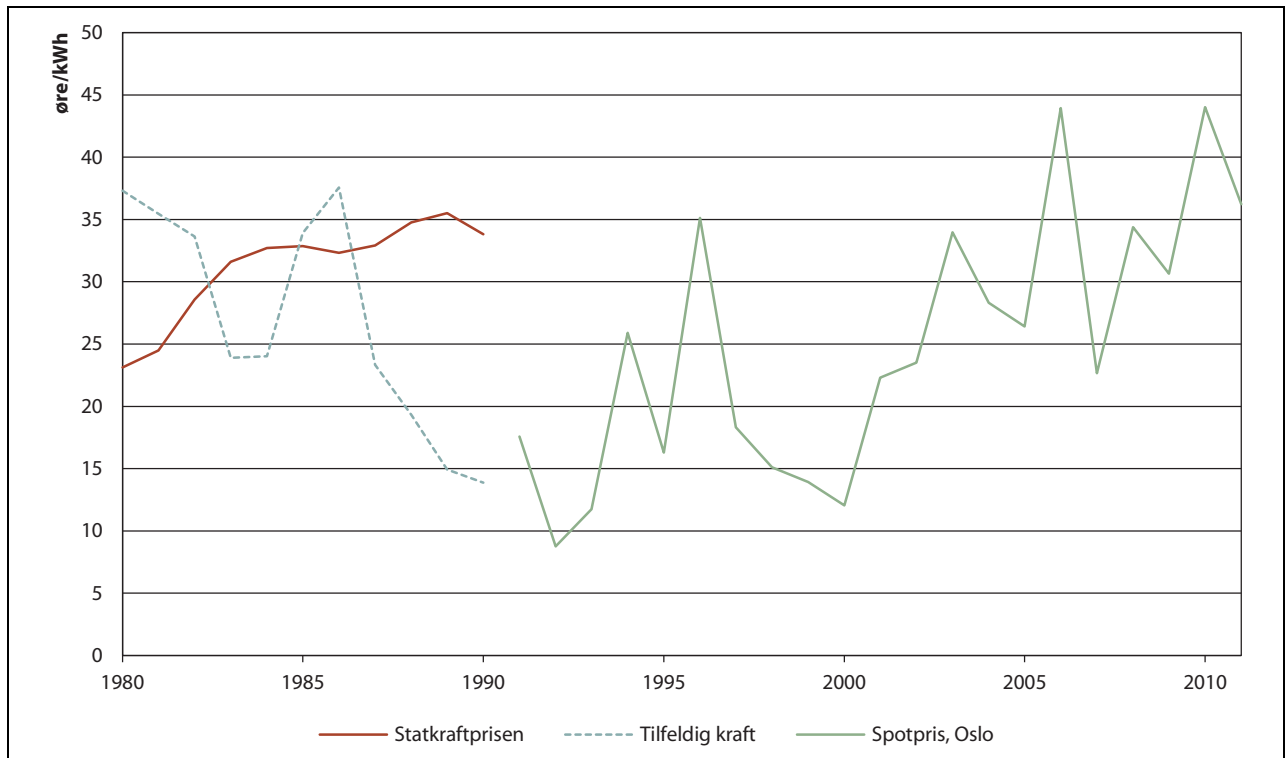
underskuddet var dekket inn. I figur 2.3 ser vi at Norge hadde nettoimport både i 2003 og 2004. Kraftforsyningen ble også utfordret i 2006 og i 2010/2011. Situasjonen de siste årene er behandlet i en egen boks i kapittel 3. De siste årene har det også vært regionale knapphetssituasjoner. For mer om situasjonen i Midt-Norge, se boks 2.1.

I et effektivt kraftmarked er det god sammenheng mellom ressursituasjonen og kraftprisene aktørene stilles overfor. Figur 2.4 viser engrospriser⁵ på elektrisk kraft fra 1980 til 2011. For det første tiåret vises Statkraftprisen og prisen på tilfeldig kraft.⁶ Lav pris i spotmarkedet og markedet for tilfeldig kraft indikerer perioder med overskudd og eksport, mens høy pris indikerer underskudd og import.

⁵ Engrosprisen er prisen på kraft kjøpt direkte i markedet. Mindre forbrukere kjøper kraft gjennom leverandører og betaler et påslag til disse.

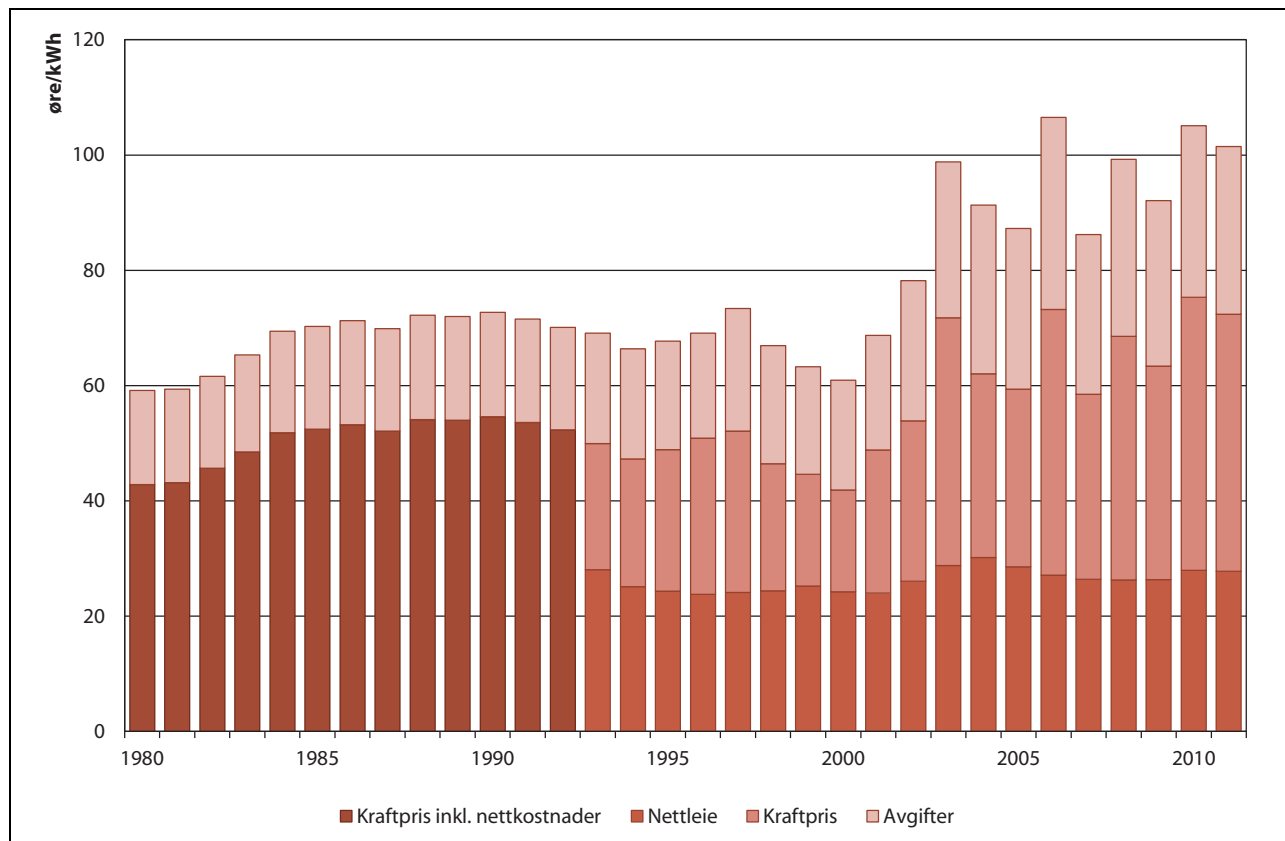
Figur 2.5 viser prisen husholdningene har stått overfor de siste tiårene. Skillet mellom kraftpris og nettleie ble innført etter energiloven. På 1980-tallet finner vi en stigende trend i kraftprisen til husholdningene. På 1990-tallet er prisnivået gjennomgående noe lavere for husholdningene, før det stiger igjen de siste ti årene. Realverdien av nettleien har økt litt fra 1990-tallet til i dag, mens kraftprisene og avgiftene har økt vesentlig mer. Fra 1980 til 2011 økte avgiftene i 2011-priser fra 16 til 29 øre/kWh.

⁶ Statkraftprisen var en pris satt av Stortinget og var retningssigende for engroskontrakter i alminnelig forsyning for energiloven. Statkraftprisen inkluderte de nettkostnader som i dag dekkes av sentralnettstariffen. Tilfeldig kraft var en betegnelse på kraft fra områder med overskudd og kunne i hovedsak bare kjøpes av produsenter som hadde underskudd. Prisen på tilfeldig kraft reflekterer ressursituasjonen på samme måte som spotprisen gjør senere, men er ikke representativ for hva innenlands kraftforbruk betalte. Se også avsnitt 2.3.



Figur 2.4 Kraftpriser 1980-2011 (2011-priser)

Kilder: SSB, NVE og Nord Pool Spot



Figur 2.5 Kraftpriser til husholdningene 1980-2011¹ (2011-priser)

¹ Tallene for 2010 og 2011 er basert på foreløpige tall for kvartalsvis prisstatistikk.

Kilde: SSB

2.3 Fra monopol til konkurranse

Før energiloven

Fram til 1991 hadde kraftverkene monopol på produksjon og overføring av elektrisk kraft i sine respektive områder. Konesjon medførte oppdeckningsplikt, en plikt og rett til å dekke områdets etterspørsel etter elektrisk kraft til alminnelig forsyning.⁷

Etterspørselen skulle dekkes av såkalt fastkraft. Med dette begrepet mente man den produksjonen som i praksis kunne påregnes fra et vannkraftverk, opprinnelig definert som tilsiget⁸ i 27 av 30 år. Dersom prognostisert forbruk i alminnelig forsyning og avtalefestede rettigheter til kraftintensiv industri utgjorde mer enn tilgjengelig fastkraft, måtte det investeres i økt produksjonskapasitet. Kraftprisene ble deretter fastsatt slik at kraftselskapene fikk dekket sine kostnader. På denne måten var det innebygget en vurdering av hva som var tilstrekkelig forsyningsikkerhet i selve fastkraftbegrepet.

Fra 1970-tallet av etablerte det seg gradvis en forståelse av at kraftsektoren burde styres etter et prinsipp om samfunnsøkonomisk effektivitet (Thue og Rinde, 2001, s. 243). I 1971 ble det opprettet et marked for tilfeldig kraft.⁹ Dette markedet bidro til at vannet ble disponert i henhold til kortsiktig grensekostnad. Videre gikk man fra en teknisk til en økonomisk definisjon av fastkraftbegrepet.¹⁰ Mens Stortingets årlige vedtak om prisen for statens kraftsalg til alminnelig forsyning (Statkraftprisen) tidligere ble basert på gjennomsnittskostnadene for statens kraftproduksjon, ble det på 1980-tallet lagt større vekt på at prisen skulle reflektere langsiktig grensekostnad for ny kraftproduksjon.

⁷ Forbruk i alminnelig forsyning er prioritert nettoforbruk av elektrisk kraft fratrukket kraftintensiv industri. Husholdninger, tjenesteytende sektor og annen industri enn den kraftintensive står for det aller meste av dette forbruket.

⁸ Tilsig er summen av alt vann som renner til inntaket for et kraftverk.

⁹ Dette var et marked for overskuddskraft som kunne selges til produsenter med underskudd, til forbrukere med utkoblbare elkjeler og til eksport. Markedet ble administrert av Samkjøringen, som var eid av vannkraftprodusentene. Før energiloven ble vedtatt, sto Samkjøringen for den løpende driften av kraftsystemet. Samkjøringen ble siden slått sammen med Statnett.

¹⁰ I St.meld. nr. 54 (1979-80) defineres optimal fastkraftmengde ut fra en avveining av «omsetningsverdien av den tilfeldige kraften og på den andre siden forbrukernes antatte tap og ulempe ved leveringsinnskrenkning av fastkraft» (s. 44).

De samfunnsøkonomiske prinsippene fikk bare delvis gjennomslag i praksis. Siden det meste av kraften fortsatt var solgt som fastkraft på langsiktige kontrakter og de fleste forbrukerne ikke hadde tilgang til markedet for tilfeldig kraft, ble ikke muligheter til fleksibilitet i forbruket effektivt utnyttet. Ubalanser mellom tilbud og etterspørsel slo bare delvis gjennom i kraftprisene. Mellom forskjellige områder og brukergrupper kunne også prisene variere betydelig avhengig av de aktuelle kraftverkens økonomiske situasjon og hvilken prispolitikk som ble valgt.

På 1980-tallet var det en utbredt oppfatning at det måtte gjennomføres strukturelle endringer i kraftsektoren. I 1985 anbefalte Energilovutvalget å utløse stordriftsfordeler gjennom en sammenføring av landets mange hundre kraftselskaper til 20 vertikalt integrerte kraftverk på fylkesnivå. Forslaget ble imidlertid aldri vedtatt. Isteden fikk Norge et av verdens første liberaliserte kraftmarkeder.

Etter energiloven

Den nye energiloven (lov nr. 50 av 29. juni 1990) trådte i kraft 1. januar 1991. Loven innebar at monopolene på overføring og distribusjon av elektrisk kraft ble beholdt og underlagt et nytt reguleringsregime, mens produksjon og omsetning ble konkurranseutsatt. Samtidig ble kraftprodusentenes oppdeckningsplikt opphevet. Heretter skulle kraftprisen regulere både den kortsiktige disponeringen av vannet og investeringer i ny produksjonskapasitet.

I 1986 ble Direktoratet for Statskraftverkene, som tidligere var en del av Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen (NVE), skilt ut som egen forvaltningsbedrift med navn Statkraft. Som en følge av energiloven ble Statkraft i 1992 delt i statsforetakene Statkraft SF og Statnett SF. Mens Statkraft eier og drifter statens produksjonsanlegg, eier og drifter Statnett den monopolbaserte overføringen av kraft i sentralnettet og har det nasjonale systemansvaret. NVE er i dag kraftmarkedets regulator med ansvar for konsesjoner og regulering av kraftmarkedet og nettvirkosomheten. Sammen med NVE fører Konkurransetilsynet tilsyn med konkurransen i kraftmarkedet.

Med utgangspunkt i Samkjøringens marked for tilfeldig kraft ble det utviklet et spotmarked, som er kraftmarkedets hjørnestein. Her beregnes det hver dag hvor mye kraft som skal produseres, og til hvilken pris, for hver enkelt time den påfølgende dagen. Et terminmarked gjør at markedsaktørene kan sikre seg mot prisvariasjoner,

mens et regulerkraftmarked bidrar til finjustering av balansen mellom produksjon og forbruk innenfor hver enkelt time. I 1996 ble kraftmarkedet felles for Sverige og Norge. Siden har også Finland, Danmark og Estland sluttet seg til markedet.

Forbrukere står etter energiloven fritt til å velge kraftleverandør og kan velge mellom ulike kontrakter. Med spotkontrakt betaler forbrukere spotpris pluss et fast påslag, mens de med fastpriskontrakter inngår en avtale om fast pris i et lengre tidsrom. Fastpriskontrakter gir beskyttelse mot uventede prisendringer.

En forutsetning for at kraftproduksjonen og -omsetningen kunne konkurranseutsettes var at nettleien ble gjort uavhengig av avstanden til kraftprodusenten. Fra 1. mai 1992 ble det innført en ordning med punktтарiffer. Produsenter og forbrukere betaler en tariff for å få tilgang til hele overførings- og distribusjonsnett. Tariffen er avhengig av hvilket nettnivå aktøren er tilknyttet og på hvilken måte bruken belaster det totale nettet, men uavhengig av avstanden til handelspartnere. Nettleien gir brukerne signaler om kostnadene ved overføring og distribusjon av elektrisk kraft.

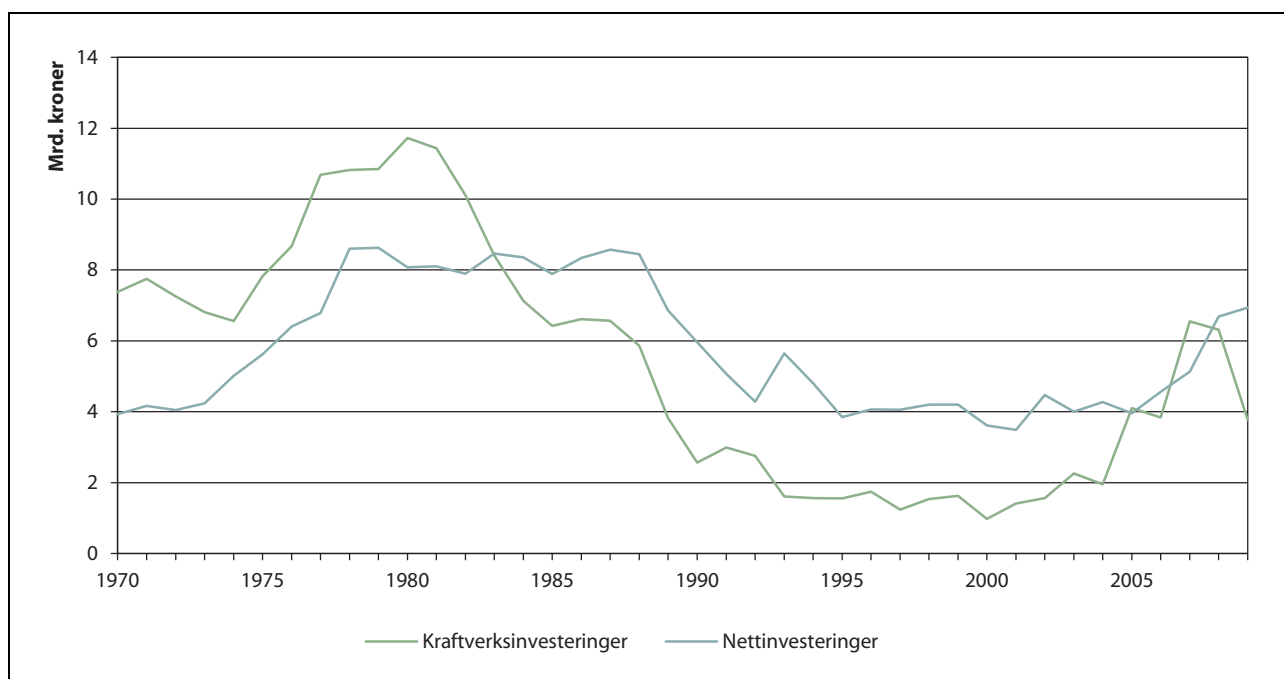
I dagens reguleringsregime bestemmer NVE hvor mye nettselskapene får ta i nettleie. Slik skal en sikre at nettselskapene ikke får en urimelig monopolfortjeneste, at de har insentiver til kostnadseffektivitet og at brukerne får sin del av gevinsten ved kostnadsreduksjoner.

Samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftsektoren

I figur 2.2 så vi at det på 1980-tallet var en betydelig sterkere kraftbalanse enn i dag. Dette var nødvendig fordi mulighetene for import den gang var mer begrenset. Det var dessuten ikke vanlig å la kraftprisen til forbrukerne variere i takt med den løpende ressursituasjonen. I dag håndteres energiknapphet i større grad ved at markedet gir midlertidige prisøkninger slik at forbruket dempes og importen øker. Uten slike muligheter må det investeres i mer produksjonskapasitet for å sikre forsyningen i tørre år.

Etter 1991 hadde ikke kraftprodusentene lenger oppdekningsplikt og investeringer i ny produksjonskapasitet ble kun gjennomført dersom man forventet at de framtidige kraftprisene kunne forsvare investeringene. Det faktum at det ble bygget svært få nye kraftverk på 1990-tallet, som vist i figur 2.6, tyder på at energiloven synliggjorde en overkapasitet i det norske kraftsystemet (Hope 2000, s. 302). Da de andre nordiske landene kom med i kraftmarkedet økte også tilgangen på overskuddskapasitet fra disse landene.

Etter hvert som forbruket økte ut over 1990-tallet ble denne overkapasiteten absorbert, og prisene økte til et nivå som igjen kunne forsvare nye utbygginger. Figur 2.6 viser at det også har vært en nedgang i nettinvesteringene på 1990- og første halvdel av 2000-tallet. Dette har blant annet sammenheng med reduserte kraftverksinvesteringer.



Figur 2.6 Kraftverks- og nettinvesteringer, 1970-2009, mrd. 2009-kroner

Kilde: SSB

Det er viktig å merke seg at fallet i nyinvesteringer startet tidlig på 1980-tallet, både som en følge av økende konfliktnivå og endrede pris- og kostnadsforhold i kraftsektoren (Bye og Hope, 2007). I tillegg har anslagene for normalt tilslag blitt justert opp, og anslagene for forbruksveksten justert ned, i forhold til tidligere anslag. Dette påvirker forventningene om kraftbalansen og de framtidige kraftprisene, og dermed også investeringsviljen.

Videre ble det i denne perioden gjennom målrettet FoU bygget opp kompetanse på energisystem og marked. Statnett utviklet, sammen med andre energiselskaper, markedsaktører og teknologileverandører, ny teknologi, nye styringssystemer og markedsløsninger. Dette bidro blant annet til å muliggjøre en økt utnyttelse av de eksisterende overføringsforbindelsene (Skjold og Thue, 2007, s. 549). Det er derfor vanskelig å si hvor stor andel av de reduserte investeringene som kan tilskrives selve markedsreformen.

I tillegg til å bidra til en kapasitetstilpasning har energiloven også effektivisert kraftsektoren på andre måter. Nettvirksomheten er blant annet effektivisert gjennom bedre styring av monopolene og realisering av stordriftsfordeler (Hope 2000, s. 302). Det er også slik at det tidligere var betydelige prisforskjeller både mellom geografiske områder og sluttbrukergrupper. Disse forskjellene var i stor grad et resultat av den økonomiske situasjonen til de respektive kraftverkene og av at sluttbrukerprisene ble politisk bestemt. I 1989 ble det eksempelvis registrert geografiske prisforskjeller på inntil 2,5 ganger den laveste prisen i markedet (Ibid.).

Etter energiloven bestemmes engrosprisen ut fra den hydrologiske situasjonen og eventuelle flaskehalsar i overføringsnettet. Som vist i boks 2.1 har Midt-Norge de senere år hatt underskudd på elektrisk kraft. Likevel har den gjennomsnittlige spotprisen i Trondheim de siste ti årene bare vært 6 prosent høyere enn i Oslo. Utjevning av det som kan kalles administrative prisforskjeller (som ikke henger sammen med varierende ressurstilgang) kan ha utløst betydelige effektivitetsgevinster (Ibid.).

Internasjonalisering og miljøhensyn

I nyttårstalen ved inngangen til 2001 sa statsminister Jens Stoltenberg at de store vannkraftutbyggingers tid var over. Det hadde da i mange år blitt investert svært lite i ny vannkraft, noe som delvis skyldtes at nye vannkraftprosjekter framsto som dyre i forhold til det gjeldende prisnivået. En

annen viktig grunn var at det gjenværende potensialet i stor grad var lokalisert i områder som ble vurdert som sårbare og kontroversielle. For mer om dette og hvordan slike hensyn i dag er institutionalisert i dagens lovverk, se boks 2.2 og kapittel 7.

Ved årtusenskiftet hadde Norge negativ kraftbalanse, som vist i figur 2.2. Gasskraft var en mulig løsning for fortsatt vekst i produksjonen, men var både politisk omstridt og også kostbart med de rådende gass- og kraftprisene. Gasskraftverk ble derfor ikke bygget før et godt stykke ut på 2000-tallet, se boks 2.3. Fokus på global oppvarming og effektiv ressursbruk medvirket til arbeidet med energiomlegging og energieffektivisering ble styrket og omorganisert på 2000-tallet. Ansvaret hadde siden 1980-tallet vært spredt mellom kraftverkene (etter energiloven hos distribusjonsselskapene) og NVE. I 2001 ble Enova opprettet. Enova forvalter inntektene fra Energifondet¹¹ og har fram til 2010 inngått avtaler om prosjekter som bidrar til 15,5 TWh energieffektivisering og ny energiproduksjon.¹² Om lag en tredjedel av prosjektene var ferdigstilt ved utgangen av 2010.

Energipolitikken har etter årtusenskiftet vært påvirket av klimapolitikken og EU-landenes felles energipolitikk. For mer om dette, se kapittel 4. EØS-avtalen har også hatt konsekvenser for den kraftintensive industrien. For mer om denne industrigruppens kraftkontrakter, se boks 2.4. EUs prosess for liberalisering av kraftsektoren har i stor grad fulgt den nordiske modellen med juridiske skiller mellom regulerte monopoler for nettvirksomheten og oppgaver som kan konkurransesettes. De siste årene har det foregått en harmonisering av prinsippene for handel, fastsettelse av tariffar og håndtering av flaskehalsar i nettet. Også arbeidet med energiomlegging er i økende grad harmonisert, gjennom direktiver som setter krav til energieffektivitet hos sluttbruker og til energimerkeordninger.

2.4 Hva har vi lært av historien?

De siste 30 årene har energibruken økt på de fleste områder i samfunnet. I samme periode har imidlertid den økonomiske veksten vært større,

¹¹ Energifondet har som formål å fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon. Fondets inntekter består av overføringer fra statsbudsjettet og inntekter fra et påslag på nettleien i 1 øre/kWh.

¹² Inkludert prosjekter som NVE inngikk avtale med i 2001 og som Enova har fulgt opp.

Boks 2.2 Konfliktfull kraftutbygging

Utbygging av kraftverk og nettanlegg medfører inngrep i naturen, og de siste tiårene har oppmerksomheten om naturvern økt. Tidligere var det stort fokus på vern av vassdrag mot kraftutbygging. I tillegg til dette er en i dag i større grad opptatt av sjeldne og truede arter, økologiske systemer og biologisk mangfold. Det er også økt fokus på kraftproduksjonens påvirkning på det globale klimaet. I Norge har påvirkningen på klimaet særlig vært diskutert i tilknytning til gasskraftverk. Også vindkraft, som i mange land er et viktig tiltak for å avkarbonisere kraftsektoren, bidrar til interessekonflikter.

En omfattende debatt om norsk vannkraftutbygging startet på 60-tallet, skjøt fart med Mardøla-aksjonen og kulminerte med Alta-saken. Denne saken omhandlet først og fremst spørsmål om naturvern og urfolks rettigheter, men også spørsmål om konsesjonsmyndighetens saksbehandling. Dette har også vært tema i forbindelse med kraftledningen mellom Sima og Samnanger ved Hardangerfjorden. Her ble det, i etterkant av konsesjonsprosessen, nedsatt uavhengige utvalg for å kvalitetssikre Statnetts og

NVEs analyser og vurderinger. Slike eksempler synliggjør at store utbyggingsprosjekter kan være utfordrende og er gjenstand for interessekonflikter.

Konfliktene på 1970-tallet er bakgrunnen for utarbeidelsen av Samlet plan for vassdrag, som ble framlagt for Stortinget første gang i 1984. Hensikten var å sikre god forvaltning av vassdragene og vurdere hvert vannkraftprosjekt i en bredere samfunnsmessig sammenheng. Siden 1973 er det også vedtatt fire verneplaner, og det ble vedtatt utvidelser av den siste verneplanen i 2005 og 2009 med blant annet vern av Vefsna.

Økt fokus på naturvern har resultert i økte utredningskrav ved konsesjonsøknader. I 1990 kom krav om konsekvensutredninger, mens det i 2000 ble innført en ny vannressurslov for å ivareta balansen mellom bruk og vern ved inngrep i vassdrag. I 2010 ble naturmangfoldloven innført. Denne gir regler om vern og bærekraftig bruk, og gir virkemidler for å ta vare på naturmangfoldet også utenfor verneområdene. Se kapittel 7 for nærmere omtale av disse problemstillingene.

og det har foregått en betydelig energieffektivisering. Dette er bakgrunnen for at energiintensiteten har falt med 33 prosent i perioden fra 1980 til 2009.

Norges tilgang på elektrisk kraft varierer med nedbørsforholdene. Etter energiloven har prisene i større grad reflektert den løpende ressursituasjonen. Prisen varierer derfor mer over døgn og sesonger enn før. Dette bidrar til import og forbruksreduksjoner i tørre år, og eksport i våte år. Sammen med økte utvekslingsmuligheter er slik prisvariasjon i dag avgjørende for forsyningssikkerheten og en forutsetning for å oppnå effektiv ressursutnyttelse. Det siste tiårets tørrårssituasjoner er eksempler på dette. Alle disse momentene bidrar til at verdiskapingen i kraftsektoren blir høyest mulig og at kraftressursen allokeres dit i samfunnet hvor den kaster mest av seg.

Det var betydelige prisforskjeller før markedsreformen, særlig mellom forbruksgrupper og geografiske områder. Disse forskjellene reflekterte ikke ressursmessige forhold og overføringsbegrensninger, og ga et effektivitetstap. Forbrukere

som ønsker det kan nå beskytte seg mot prisvariasjonen ved å inngå fastpriskontrakter.

Dereguleringen har ført til et bedre samsvar mellom priser og kostnader i markedet, og har dermed gitt riktigere investeringssignaler. Gjennom bedre integrasjon med nabolandene har Norge fått tilgang til andre produksjonsformer enn vannkraft. Det gir en gunstig produksjonsmiks og bedre forsyningssikkerhet. Sammen med teknologisk utvikling har dette bidratt til en mer effektiv ressursutnyttelse og færre naturinngrep. Stortinget valgte å liberalisere kraftsektoren uten å privatisere produksjonsressursene. Det offentlige eierskapet står derfor fortsatt sterkt, og en effektiv kraftsektor bidrar i dag med store overskudd til offentlig virksomhet.

Den knappe ressursituasjonen i Midt-Norge de siste årene illustrerer at prosessene for å etablere nytt kraftforbruk er kortere og mindre konfliktfylte enn prosessene for å etablere nye overføringsforbindelser og nye produksjonsanlegg. Derfor må planprosessene for nye nettforbindelser alltid ligge i forkant av den øvrige samfunnsut-

Boks 2.3 Gasskraft i Norge

Gjennom 1980-tallet var det i økende grad en oppfatning at veksten i kraftforbruket på 1990-tallet måtte dekkes med gasskraft. Dette bunnet både i den rike ressurstilgangen på naturgass og økt motstand mot utbygging av vannkraftverk. Tidlig på 1990-tallet var imidlertid kraftprisene såpass lave at mange planlagte utbygginger ikke ble realisert, heller ikke de planlagte gasskraftprosjektene. Lenger ut på 1990-tallet steg prisene til et nivå som igjen gjorde gasskraftsaken aktuell. Motstanden fra miljøbevegelsen var stor og saken skapte et bredt engasjement.

Naturkraft fikk i 1997 energikonsesjon for gasskraftverk på Kårstø i Rogaland og på Kollsnes i Hordaland. Utslippstillatelse ble gitt av Statens forurensningstilsyn i 1999, men ble påklaget til Miljøverndepartementet. Etter en lang strid om gasskraftspørsmålet led regjeringen Bondevik I nederlag i Stortinget i år 2000. Året etter ble vedtakene om utslippstillatelse til Naturkraft for Kårstø og Kollsnes stadfestet.

Industrikraft Midt-Norge fikk i 2001 energikonsesjon og utslippstillatelse for et gasskraftverk på Skogn. I 2005 bestemte Naturkraft seg

for å bygge gasskraftverket på Kårstø, som stod klart i 2007. Kraftverket er på 430 MW og kan produsere 3,5 TWh årlig ved full utnyttelse. Prosjektene på Skogn og Kollsnes er ikke realisert, da eierne ikke har funnet det lønnsomt å gjennomføre investeringene. I 2006 fikk Statoil energikonsesjon til et kraftverk på Tjeldbergodden, men planene ble skrinlagt mens spørsmålet om utslippstillatelse var under vurdering.

Statoil fikk i 2003-4 energi- og utslippskonsepsjoner for et gasskraftverk på 215 MW på Melkøya, integrert i Snøhvit LNG. Anlegget ble ferdigstilt i 2007. I 2010 åpnet Statoil sitt kraftvarmeverk på Mongstad med en kapasitet på omkring 350 MW varme og 280 MW elektrisk kraft. Av tekniske årsaker leveres det imidlertid per i dag ikke mer enn om lag 140 MW elektrisk kraft. Konsesjonen til kraftvarmeverket på Mongstad ble gitt med forutsetning om fullskala rensing og deponering av CO₂-utslippene. Investeringsbeslutning for fullskala rensing er enda ikke tatt, men Technology Center Mongstad er etablert og gir muligheter for storskala utprøving av ny teknologi.

viklingen. Historien viser at det kan være vanskelig å koordinere slike prosesser og midlertidige ubalanser mellom tilgang på og forbruk av kraft kan oppstå. Av hensyn til forsyningssikkerheten er det i slike tilfeller viktig at kraftprisene tillates å variere og reflektere ressursituasjonen og overføringsbegrensninger i nettet.

Hvilke hensyn som skal tas ved utbygging og forvaltning av energiressursene har endret seg betydelig de siste tiårene. Mardøla- og Alta-saken satte spørsmål om miljøvern og urbefolkningers rettigheter på dagsorden og medvirket til at slike

hensyn ble institusjonalisert i både ressursforvaltningen og i det øvrige lovverket. Energiprojekter, som striden om gasskraft og utbyggingen av Sima-Samnanger ved Hardangerfjorden, fører fortsatt til et sterkt engasjement i befolkningen. Slike prosjekter synliggjør vanskelige dilemmaer og stiller strenge krav til profesjonalitet og kommunikasjon. Konsesjonsprosessen må være åpen og inkluderende fra utbyggers side. De berørte partene har samtidig ansvar for å involvere seg i prosessene, men må kunne ha reelle muligheter for innflytelse på prosjektenes gjennomføring.

Boks 2.4 Kraftintensiv industri

Norge har store vannkraftressurser, men utbygging av vannkraftverk medfører ofte en høy økonomisk risiko. Derfor er det i mange tilfeller en forutsetning for slike prosjekter at kraften er sikret avsetning i lang tid. Dette er en av grunnene til at Staten tidlig prioriterte utbygging av store vannkraftverk i tett samarbeid med kraftintensiv industri. Sammen med et ønske om industriutbygging, bidro dette til at denne industrien kunne forhandle seg fram til gunstige og langsiktige kraftkontrakter.

Deler av industrien dekket sitt kraftbehov gjennom egen kraftproduksjon, mens andre ble forsynt av Statskraftverkene gjennom langsiktige kraftkontrakter med vilkår fastsatt av Stortinget. Med EØS-avtalen er det satt grenser for statens

muligheter til å støtte egen industri, og i dag må industrien sikre seg kraft på markedsvilkår. Den siste myndighetsbestemte tildelingen av kraftkontrakter fant sted i 2000. I tråd med EØS-avtalens regler om statsstøtte var prisene i avtalene fra 2000 på nivå med prisene i kommersielle avtaler på samme tid.

Industrien, spesielt Norsk Hydro, har en betydelig egenproduksjon av kraft. Det meste av industriens egne kraftverk vil imidlertid hjemfalle til staten etter hvert. Ved endringen av hjemfallsinstituttet i 2008 ble retten for private aktører til å eie produksjonskapasitet begrenset til en tredjedel. Hvis industrien ønsker å selge kraftverkene før de hjemfaller, begrenser disse reglene også hvem man kan selge til.

Kapittel 3

Egenskaper ved det norske kraftsystemet

Dette kapitlet gir en oversikt over det norske produksjonssystemet for kraft og hvordan det spiller sammen med kraftsystemene i Norden og Nord-Europa. I Norge skjer mye av kraftproduksjonen i vannkraftverk med stor lagringskapasitet. Magasinene kan da tappes og kraften produseres når det er behov for kraft. Andre fornybare energikilder som vindkraft, solenergi og elvekraft kan ikke reguleres. Felles for både disse og vannkraft er at primærenergien er gratis, men tilgangen er begrenset. I termiske kraftverk, som kullkraftverk, gasskraftverk og kjernekraftverk, er tilgangen på brensel vanligvis ikke en begrensning. Derimot er det kostbart å tilpasse produksjonen til variasjoner i forbruket eller til endringer i produksjon av fornybar kraft. Vannkraften er dermed i en særstilling, både blant de fornybare energikildene ettersom elektrisitet ikke kan lagres, og i forhold til termisk produksjon fordi det er rimelig å regulere vannkraftproduksjonen opp eller ned.

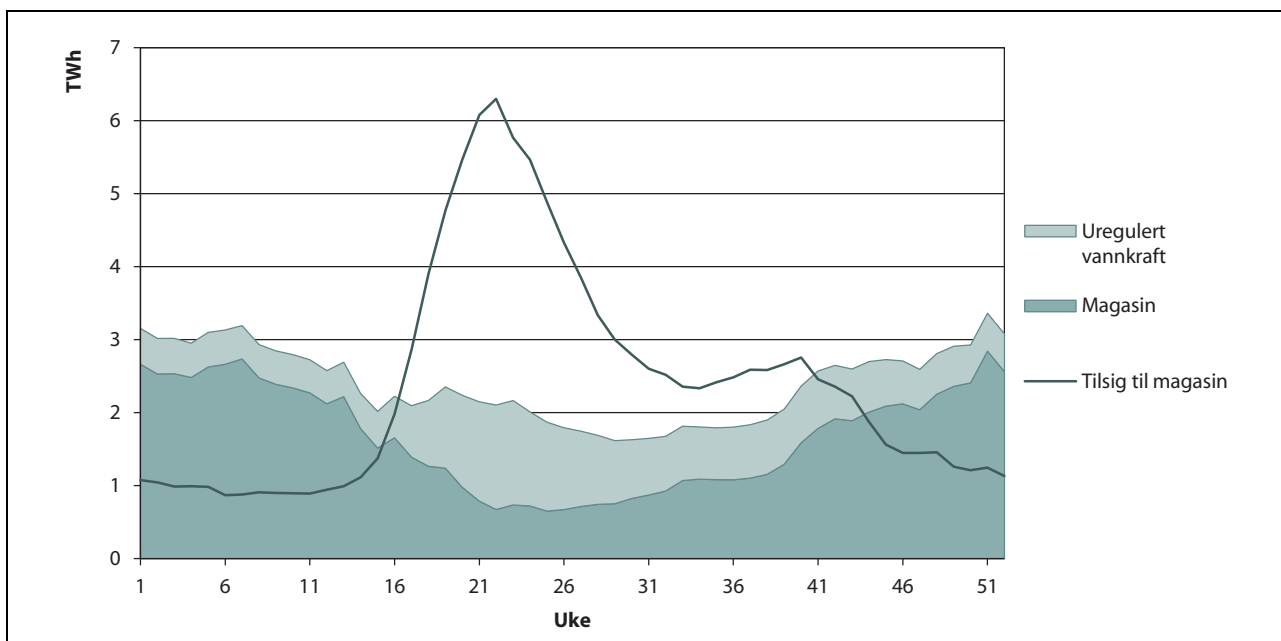
3.1 Produksjonsmønster

Vannkraftsystemet har en midlere, eller normal årsproduksjon¹ på 125,6 TWh og en samlet effektkapasitet på 30 140 MW. Dette gir en brukstid² i systemet på 4200 timer. I Norge har vi over 800 magasiner som gir mulighet til å lagre vann tilsvarende 85 TWh, noe som utgjør nesten 70 prosent av midlere årsproduksjon. Norge har om lag halvparten av Europas samlede magasinkapasitet. Stor lagringskapasitet (høy andel magasin) og høy installert effekt gir det norske vannkraftsystemet stor fleksibilitet.

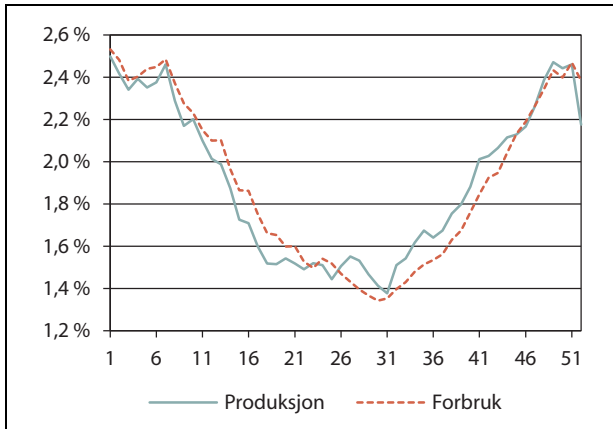
Vann som kan utnyttes til kraftproduksjon kalles tilsig. Figur 3.1 illustrerer en typisk utvikling i tilsig, vannkraftproduksjon og tapping av magasin gjennom et kalenderår. I store deler av vinterhalv-

¹ Referert tilsigsperiode 1970-1999

² Brukstid beregnes som produksjon i løpet av et år (MWh) dividert på installert kapasitet (MW)



Figur 3.1 Illustrasjon av typisk sammenheng mellom tilsig og produksjon (og tapping fra magasin) over et kalenderår



Figur 3.2 Produksjon og forbruk fordelt på uke, prosent av total for året¹

¹ Gjennomsnittlige ukeverdier for 2008-2010

Kilde: Nord Pool

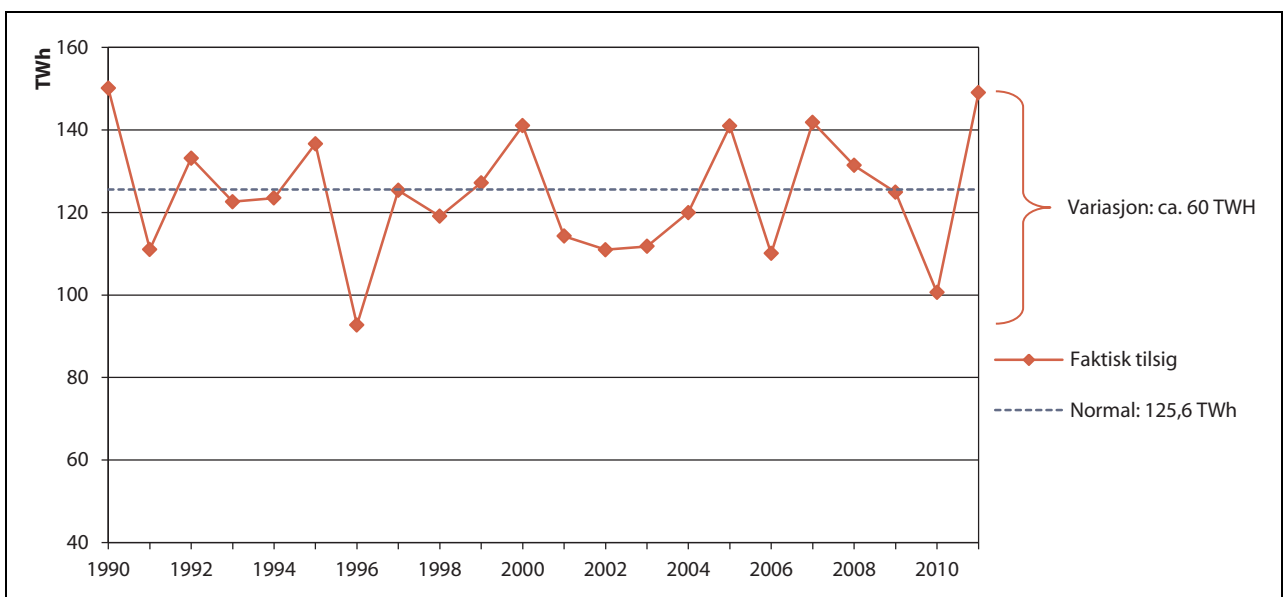
året er tilsiget mindre enn vannkraftproduksjonen, og en del av produksjonen må dekkes ved å tære på magasinene. I sommerhalvåret er tilsiget større samtidig som forbruket er lavere. I denne perioden produserer magasinverkene mindre enn tilsiget, og magasinene fylles opp. Produksjonen fra uregulert vannkraft følger tilsigene.

Magasinene gjør at norsk kraftproduksjon kan tilpasses profilen på forbruket. Figur 3.2 viser hvordan samlet produksjon stort sett følger forbruket gjennom kalenderåret. Differansen skyldes eksport og import av kraft.

Stor variasjon i nedbør og dermed i tilsig gjør magasinkapasiteten verdifull. De norske magasinene er svært ulike både med hensyn til størrelse og tilsigsmønster over året. De største magasinene rommer flere års normalt tilsig, mens andre kun har plass til noen ukers eller måneders tilsig. I et år med lite tilsig kan man tære på flerårsmagasinene. Et eller flere tørrår på rad, kan gi betydelig energiknapphet og utfordringer for forsyningssikkerheten. Dette er nærmere drøftet i kapittel 5. Tilsigene til vannkraftverkene varierer betydelig fra måned til måned og fra år til år. Figur 3.3 nedenfor viser den årlige tilsigsvariasjonen i det norske vannkraftsystemet fra 1990 til 2011.³ Det skiller om lag 60 TWh mellom det høyeste og laveste tilsiget siden 1990.

I tillegg til vannkraft består produksjonssystemet både av vind- og gasskraftproduksjon. Per 1. januar 2012 var det installert 1096 MW i termiske kraftverk i Norge, og produksjonen domineres av gasskraftverkene på Kårstø, Mongstad og Melkøya. I termiske kraftverk hvor spillvarmen utnyttes (for eksempel i industrielle prosesser som ved Energiverk Mongstad) har varmebehovet stor betydning for produksjonsmønsteret. I termiske kraftverk som kun leverer kraft (som gasskraftverket på Kårstø), vil man produsere kraft når produksjonskostnadene er lavere enn kraftprisen. Produksjonskostnadene bestemmes

³ Forutsatt dagens magasin- og maskinpark



Figur 3.3 Tilsigsvariasjoner i det norske vannkraftsystemet

Kilde: NVE

Boks 3.1 Regulerbar og uregulerbar produksjon

Vi skiller gjerne mellom regulerbar og uregulerbar kraftproduksjon. Regulerbarhet knyttes til produksjonens evne til å tilpasse seg behovet. Regulerbar kraftproduksjon kan enkelt reguleres opp eller ned avhengig av behovet, mens dette ikke er tilfelle for uregulerbar produksjon. Vannkraftproduksjon med magasin muliggjør separasjon i tid mellom tilsig og produksjon og har dermed stor reguleringssevne. Elvekraft er vannkraftverk uten magasinkapasitet av betydning, og har derfor liten eller ingen reguleringssevne. Elvekraftverk har stor produksjon i snøsmeltingen om våren og i perioder på sommer og høst med mye tilsig.

Vindkraft produseres når det blåser, og vi kan ikke «lagre vinden» til vi trenger kraft. Vindkraftproduksjonen kan reguleres ned i perioder med mye vind og lavt forbruk, men ikke opp i perioder med lite vind og høyt forbruk. Med større innslag av uregulerbar produksjon stilles det større krav til reserver og fleksibilitet i annen kraftproduksjon og i forbruket.

først og fremst av gasspris og prisen på CO₂-kvoter.⁴ De fire siste årene har den termiske produksjonen i Norge variert mellom 1 og 6 TWh.

Norge har store fornybare energiresurser, både vann-, vind- og bioenergi, jf. kapittel 11. Ved inngangen til 2012 var det installert 511 MW vindkraft, og i 2011 passerte vindkraftproduksjonen 1 TWh. Mens mange andre land i Vest-Europa må bygge ut kostbar offshore vindkraft eller solkraft for å øke sin produksjon av fornybar kraft, har Norge mange rimeligere alternativer. Norge har fortsatt en del relativt billig vannkraft som kan utvikles, og dessuten store områder med gode vindressurser på land. Kostnadene ved utnyttelsen av disse vindressursene er i dag betydelig lavere enn for offshore vindkraft rundt Nordsjøen, se avsnitt 11.5.2. Fleksibel vannkraft gjør det lettere å utnytte vindkraften effektivt, siden man ofte kan spare vann til perioder hvor det ikke blåser.

Overføringsbegrensninger i nettet gjør at vindressurser og vannmagasiner i samme område vil

være en god kombinasjon. For eksempel vil de gode vindressursene i Nord-Norge sammen med fleksibel vannkraft kunne representere en stabil tilførsel av kraft i denne landsdelen.

Varmeproduksjon fra andre energibærere enn elektrisitet bidrar til å dempe forbruket av kraft og bedre forbruksfleksibiliteten. Varmeproduksjon skjer i dag i fjern- og nærvarmeanlegg, i industrien og ved direkte bruk av biobrensel og fyringsolje i bygg. Forbruket av ved i husholdningene var drøyt 8 TWh i 2010, mens fjernvarmeanleggene leverte 4,3 TWh varme. Viktigste brensel i norske fjernvarmeanlegg er avfall, men det brukes også en god del elektrisitet, biobrensel og fossilt brensel.

3.2 Magasindisponering

Store og uforutsigbare variasjoner i nedbør gjør den framtidige tilgangen på vannkraft usikker. Dette gir andre utfordringer for forsyningssikkerheten enn i land med termisk kraftproduksjon, der usikkerhet om tilgangen på brensel ikke er knyttet til værforhold. Det store antallet ulike magasiner gjør i tillegg magasindisponering til en svært komplisert oppgave.

Magasinene er svært ulike med hensyn til størrelse og tilsigsmønster over året. De største magasinene rommer flere års normal nedbør. Blåsjø er med en kapasitet på 7,8 TWh Norges største magasin. Det rommer tre års normaltilsig, men kan med full produksjon tømmes i løpet av om lag 5500 timer (7-8 måneder). Hensikten med så store magasiner er å lagre vann i nedbørsrike år til bruk i nedbørsfattige år, men andelen slike magasiner er relativt lav. Andre magasiner er ikke store nok til å romme et helt års tilsig, og kan i tilsigsrike perioder fylles opp i løpet av svært kort tid. Forholdet mellom magasinkapasitet og normalforbruk er svært forskjellig i ulike deler av landet. En stor del av magasinkapasiteten i Norge er i fjellområdene i Sør-Norge, spesielt i Telemark og i Vestland fylkene (Rogaland, Hordaland og Sogn og Fjordane), og i Nordland.

Magasindisponeringen foregår ved at hver enkelt produsent, innenfor NVEs konsesjonskrav om minstevannføring og regler for høyeste og laveste regulerte vannstand med videre, daglig bestemmer utnyttelsen av sine magasiner. God magasindisponering krever betydelig lokalkunnskap, lang erfaring og evne til å tolke stadig ny, kompleks og usikker informasjon om tilsig, forbruk og markedsforhold. Produsentene har også et særlig ansvar for å unngå skadeflom i underlig-

⁴ Kårstø har fått 1 617 340 gratis CO₂-kvoter for perioden 2008-2012. Ifølge Naturkraft tilsvarer dette om lag 1/3 av hva annen industri i Norge og konkurrenter på Kontinentet har fått.

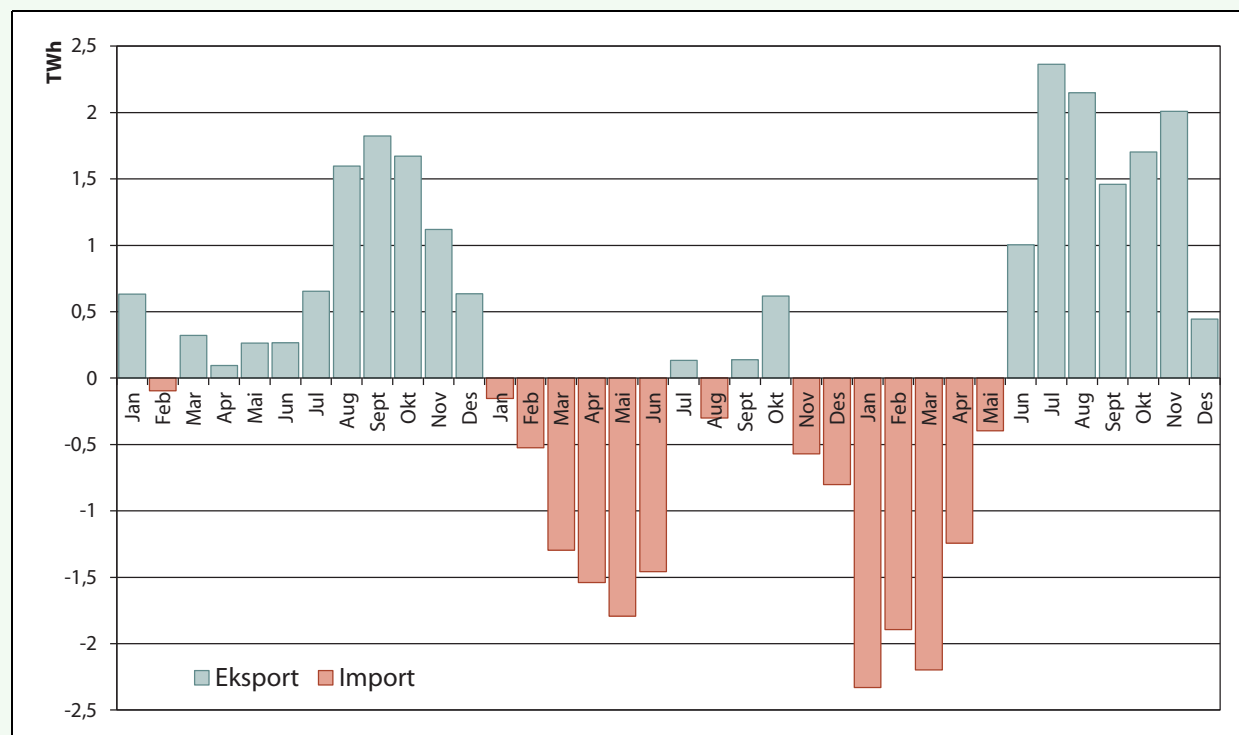
Boks 3.2 To krevende vintre

Vintrene 2009/2010 og 2010/2011 ble det norske og nordiske kraftsystemet utfordret. En betydelig reduksjon i tilgjengeligheten ved svenske kjernekraftverk og tilsigsvikt preget kraftsystemet vinteren 2009/2010. Perioden fra desember 2009 til februar 2010 var den tørreste 3-månedersperioden på drøyt 100 år. Samtidig førte kaldt vær til at det gjennom vinteren ble satt flere forbruksrekorder. Problemene ble forsterket av at kabelen mellom Norge og Nederland var ute av drift i nesten 3 måneder vinteren 2010. I denne perioden var det flere enkelttimer med svært høye kraftpriser. Dette er et uttrykk for at kraftverkene produserer på kapasitetsgrensen. Enkelte timer kom prisen i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland opp mot 12 kr/kWh.

I 2010 var tilsigene vel 100 TWh, mot normalt om lag 125 TWh. Produksjonen i svenske kjernekraftverk var også lav gjennom mye av 2010. Selv om importen gjennom sommeren 2010 var høyere enn normalt, var det likevel rekordlav magasininfylling høsten 2010. Dette

satte sitt preg på vinteren 2010/2011. Fra november 2010 ble det igjen betydelig kaldere og tørrere enn normalt. Selv med god tilgjengelighet i svenske kjernekraftverk og høy import, var magasininfyllingen lavere enn tidligere minimumsnivå helt fram til uke 15 i 2011.

Kraftprisen ble høy vinteren 2010/2011, men kraftsystemet klarte å levere de tjenestene som ble etterspurt. De høyere prisene var viktige for å stimulere til redusert forbruk, økt produksjon og økt import. Vinteren 2010/2011 ble det satt flere importrekorder. Fra januar 2010 til og med mai 2011 hadde Norge en netto import på om lag 15 TWh. Fra november 2010 til midten av april 2011 hadde Norge en nettoimport på i underkant av 9 TWh. I april 2011 førte mildt vær til en ekstra tidlig snøsmelting og en rask økning i fyllingsgraden. Fra våren 2011 kom det mye mer nedbør enn normalt, og gjennom sommeren normaliserte magasin situasjonen seg. 2011 endte som et av de våteste årene noensinne med et tilsig på 151 TWh.



Figur 3.4 Import og eksport per måned, januar 2009 til desember 2011, TWh

Kilde: Månedlig elektrisitetsstatistikk (SSB)

gende vassdrag. Det betyr at de må passe på at magasinene ikke blir så fulle at de renner over.

Den grunnleggende utfordringen ved disponeringen av vannkraftmagasinene er at ingen vet sikkert hvor mye tilsig kraftverkene får framover, eller hva etterspørselen blir. Beslutninger om å produsere nå eller å spare vannet vil alltid bli tatt under usikkerhet. På grunn av magasinenes begrensede kapasitet og de store variasjonene i tilsig og temperaturer, er det to hensyn som må balanseres:

- Legger man for stor vekt på faren for framtidig knapphet, kan sparingen av vann bli for stor. Da blir dagens produksjon for liten og magasinutfyllingen for høy. Det øker risikoen for skadeflom og tap av energiresurser.
- Legger man for liten vekt på faren for framtidig knapphet, kan sparingen og magasinbeholdningen bli for liten. Dersom forbruket blir høyere eller tilsiget lavere enn forventet, eller hvis annet tilbud (for eksempel fra utlandet) uteblir, kan det bli knapphet.

Når det er knapphet på vann, vil produsentene være varsomme med å tappe magasinene så lenge de ikke vet når knappheten avtar. I slike situasjoner vil det vanligvis være netto import av kraft til Norge, men det finnes unntak:

- Magasiner med begrenset lagringskapasitet kan fylles i løpet kort tid. For å unngå at vann går tapt vil disse kraftverkene produsere, selv om det er knapphet i omkringliggende områder.
- Selv om prisene er høye i Norge på grunn av knapphet, kan de være enda høyere i naboland. Dette kan gi netto eksport.

Når produsentene legger sine bud i spotmarkedet, vet de ikke om kraften vil bli brukt hjemme eller i utlandet. Eksport er ingen beslutning produsentene tar – det avgjøres når alle bud i spotmarkedet ses under ett av Nord Pool Spot. Prisen for produsenten vil være den sammen enten kraften brukes hjemme eller i utlandet.

For samfunnet er målet å fordele produksjonen i tid slik at tilgjengelig vann utnyttes best mulig i forhold til kraftbehovet. Behovet er størst om vinteren, når det er kaldt og tilsiget er lavt. Siden prisene typisk er høyere i slike perioder, vil den beste disponeringen for samfunnet også gi det beste resultatet for produsentene. En avgjørende forutsetning for at magasindisponeringen skjer på en god måte for samfunnet er at produsentene har riktige insentiver. Kraftpriser som reflekterer de underliggende fysiske forholdene,

spiller sammen med selskapenes samfunnsansvar og omdømmerisiko en viktig rolle. Det er særlig to forhold som kan bidra til uheldige insentiver:

- Dersom en produsent har markedsrett, kan det være forskjell på hva som er optimal magasindisponering for denne produsenten og for samfunnet. Nord Pool Spot, NVE og Konkurransetilsynet overvåker kraftmarkedet med dette for øyet. NVE fastslo høsten 2011 at produsentene både vinteren 2009/2010 og 2010/2011 opptrådte forsvarlig og ikke utnyttet knappheten til egen fordel (NVE, 2011c).
- Hvis magasinene blir tomme og det blir behov for rasjonering, går produsentene glipp av betydelige inntekter, mens samfunnet opplever velferdstap. Det er stilt spørsmål ved om samfunnets kostnader ved rasjonering er fullt ut reflektert i produsentenes prisforventninger. Det kan i verste fall føre til at kraftprodusentene sparer for lite vann.

Spørsmålet om dagens system gir god magasindisponering ble i 2011 drøftet av Sjøkabelutredningen Utvalg III (Hardanger-saken). Utvalget konstaterte at man ikke har kjennskap til prinsipper for magasindisponering som er bedre enn det som følger av dagens organisering, og utelukket at direkte kvantitative restriksjoner på produsentenes magasindisponering kan gi et bedre resultat. Siden Energiloven ble innført i 1991 har det ikke vært kraftrasjonering i Norge. At systemet har blitt satt på prøve, er de to siste vintrene eksempel på, se boks 3.2.

3.3 Vannkraften prises i samspill med annen produksjon

Vannkraft har svært lave variable produksjonskostnader siden vannet kommer gratis med tilslutning. En produsent som kan regulere produksjonen vil ha en annen vurdering av verdien av dette tilsiget enn en produsent med et kraftverk uten reguleringsevne. Et elvekraftverk vil by inn forventet kraftproduksjon til en pris nær null, siden alternativet til å produsere kraften er at energien går til spille. Vann som renner forbi turbinene har ingen verdi.

I vannkraftverk med magasin er situasjonen en helt annen. Magasinverk med ledig plass i magasinet kan velge å produsere nå eller senere. Vannet i magasinet er da en knapp ressurs og kraftprodusenten vil tjene på å fordele kraftproduksjonen i tid slik at den samlede inntekten blir størst mulig.

Hvis man venter høyere priser senere, vil det være lønnsomt å spare vann.⁵ Den forventede verdien av å spare vann kalles *vannverdi*. Vannverdien er dermed knyttet til produsentens vurdering av den framtidige inntektsmuligheten. Hvis kraftprisen i dag er lavere enn vannverdien vil kraftprodusenten tjene på å holde tilbake produksjon til senere. Er kraftprisen høyere enn vannverdien, er det lønnsomt å produsere.

Markedsforholdene og produksjonskostnadene i andre kraftverk, spesielt kull- og gasskraftverk, har stor betydning for vannverdien (den forventede verdien av å spare vann). Litt forenklet kan vi si at alternativet til å spare vann til framtidig produksjon er å importere kraft fra nabolandene. Den marginale produksjonen i disse landene er normalt kullkraft eller gasskraft, det vil si at det er slik produksjon som vil øke for å dekke én ekstra kWh import til Norge, eller gå ned som følge av én ekstra kWh eksport. Alternativverdien av vannet blir da lik prisen i Norge ved import eller eksport. På den måten vil kostnadene i kullkraftverk og gasskraftverk påvirke kraftprisen i Norge. I det nordiske markedet er det særlig kostnadene i danske (og finske) kullkraftverk som er viktige for kraftprisen, ettersom denne produksjonen ofte er marginal (økes eller reduseres i takt med endringer i forbruket og annen produksjon).

En kvotepris for CO₂-utslipp øker produksjonskostnadene for kullkraften, og bidrar til at vannverdien og markedsprisen stiger. Ekstra tilsig sparer da ikke bare kull- og driftskostnader, men også miljøkostnadene knyttet til CO₂-utslipp fra kullkraftproduksjon. Det er derfor vannverdien stiger når kvotekostnaden går opp, selv om vannkraften ikke har CO₂-utslipp.

Virkningene av handelen på prisene i Norge begrenses imidlertid av handelskapasiteten. Dette er grundigere forklart i kapittel 14. Det vil ikke være lønnsomt å bygge så mye utvekslingskapasitet at prisforskjellene mellom Norge og utlandet forsvinner.

Norge er fysisk og markedsmessig en del av et større nordeuropeisk kraftsystem. I Sverige kommer omtrent halve kraftproduksjonen fra vannkraft, og resten i hovedsak fra kjernekraft. I Finland kommer om lag en tredjedel av produksjonen fra vannkraft, mens resten i hovedsak fordeler seg mellom kjernekraft og kullkraft. Svensk og finsk vannkraft er mindre fleksibel enn den norske,

blant annet fordi magasinkapasiteten relativt sett er mindre. Det øvrige systemet er dominert av termisk kraftproduksjon. Det gjelder alle aktuelle handelspartnere, som for eksempel Danmark (kull- og vindkraft), Nederland (gass- og kullkraft) og Tyskland (kull- og kjernekraft). Vindkraft og solenergi er i sterk vekst i disse landene og vil over tid erstatte mye av kraftproduksjonen som er basert på fossile brensler.

I termiske kraftverk avhenger variable produksjonskostnader av prisene for de ulike typene brensler (uran, gass, kull, olje, biomasse), kostnader for utslipp av klimagasser, kostnader ved start og stopp og andre driftskostnader. Kostnadene og hvor effektivt anleggene bruker brenselet kan variere betydelig mellom ulike kraftverk.

3.4 Norge trenger energifleksibilitet og kan levere kortsiktig fleksibilitet

Magasinene gir mulighet til å flytte kraftproduksjon i tid. Den samlede kraftproduksjonen sett over lengre perioder er imidlertid alltid begrenset av tilsigene. Det norske kraftsystemet er derfor sårbart for lengre perioder med lite tilsig, men kan på den annen side oppleve spill av vann i perioder med uvanlig store tilsig.

Perioder med omfattende svikt i tilsigene kan i verste fall gi rasjonering. I et system hvor det er kraftoverskudd i normalår, vil risikoen for forsyningsproblemer i et tørt år være mindre. For at man både skal kunne utnytte den store tilgangen i våte år og sikre forsyningen i tørre år, trenger Norge energifleksibilitet, for eksempel via handel med andre land eller via fleksibilitet i forbruket.

Vindkraftproduksjonen varierer også fra år til år, og øker derfor behovet for energifleksibilitet. År med lite tilsig kan også gi mindre vindkraftproduksjon fordi det gjerne blåser mindre når det er svært kaldt og tørt. Vindkraften produserer imidlertid mest om vinteren slik at det blir lettere å opprettholde sikker forsyning om vinteren selv i tørre år.

I Norge er energitilgangen begrenset av tilsigene og vinden, mens effektkapasiteten er begrenset av turbiner, aggregater og fyllingsgraden i magasinene. Et godt samspill med fleksibelt forbruk og med fleksibilitet i andre land sikrer Norge energitilgang til rimelige priser i tørrår og avsetning for ressursene i våtår. For utlandet har samspillet med vannkraftsystemet andre nyttevirksomheter. Nøkkelen til å forstå dette ligger i egenskapene ved termiske systemer.

⁵ Mulighetene til å flytte produksjon i tid begrenses blant annet av lagerplass i magasinet, generatorkapasitet, tilsig og restriksjoner for vannføring. Vi snakker her om flytting av produksjon innenfor disse grensene.

Vannkraftproduksjonen kan reguleres raskt opp og ned. Det er relativt lave kostnader knyttet til dette. I termiske kraftverk tar opp- og nedregulering av store volumer lenger tid. I tillegg må verkene driftes med en lavere kapasitetsutnyttelse for å kunne reguleres. CO₂-utslippene per energienhet er lavest ved jevn kapasitetsutnyttelse. I termiske systemer benyttes også egne spisslastverk som normalt har svært høye driftskostnader. Forskjellene mellom vannkraftsystemer og termiske systemer kan utnyttes gjennom kraftutveksling slik at de termiske kraftverkene i mindre grad må tilpasses løpende endringer i forbruket. De får dermed reduserte kostnader til start og stopp, redusert behov for bruk av kostbare anlegg for spisslast og en bedre utnyttelse av produksjonskapasiteten.

Som følge av klimapolitikken vil innslaget av lite fleksibel og svært variabel kraftproduksjon som vind- og solkraft øke i de termisk dominerte europeiske systemene. Sammenliknet med termiske kraftverk, er vannkraft med magasin meget godt egnet til å dekke kortsiktige behov for fleksibilitet, spesielt i perioder (timer og dager) med lite vind. Samtidig vil innslaget av kull- og gasskraftverk trolig reduseres gradvis. Det betyr at behovet for andre typer fleksibilitet øker. Det sates derfor bredt på å utvikle nye typer fleksibilitet, både basert på nye teknologier og på videreutvikling av eksisterende teknologier.

Tabell 3.1 sammenlikner egenskapene ved et vannkraftsystem og et termisk system og drøfter hva forskjellene betyr for priser og handel.

Tabell 3.1 Oversikt over ulike egenskaper ved vannkraftsystem med magasiner og termisk system

	Vannkraftsystem	Termisk system
Viktigste kritiske faktor	<i>Dimensjoneres for å ha nok energi</i> Effektkapasiteten tilpasses for å kunne utnytte tilgjengelig energi – gir vanligvis rikelig effektkapasitet	<i>Dimensjoneres for å ha nok effekt</i> Effektkapasitet tilpasset forbruks- topper og reservebehov – gir rikelig energikapasitet
Prisstruktur	Jevn over døgnet pga. fleksibel produksjon og lagerkapasitet. Variasjoner i prisnivå mellom år pga. varierende tilsig. Prisnivå svinger med brenselpriser (kull, gass og CO ₂) via utveksling med termiske systemer.	Høy om dagen og lav om natten. Prisnivå over tid svinger med brenselpriser (kull, gass og CO ₂). Liten priseffekt av svingninger i nettohandel.
Handel	Døgn: Import om natten, eksport om dagen. År: Økt netto import i tørre år, økt netto eksport i våte år.	Døgn: Eksport om natten, import om dagen.
Nytten av handel	Tørrårssikring, stabilisering av prisvariasjoner mellom år og sesonger. Unngå spill i våte år.	Sparte kostnader ved spisslastverk og start/stopp. Bedre utnyttelse av produksjonskapasiteten. Overgang til ny fornybar kraft blir lettere.

Kapittel 4

Nasjonale og internasjonale utviklingstrekk

Politiske og økonomiske trender både nasjonalt og internasjonalt legger viktige rammer for utviklingen av norsk energisektor mot 2050. Dette kapitlet gir en oversikt over utviklingstrekk som er særlig viktige i et langsiktig perspektiv:

- Økonomisk vekst og endringer i demografi og næringsstruktur påvirker energibruken.
- Klimapolitikken globalt, i EU og i Norge krever en omfattende omlegging av energisektoren.
- Utvikling av ny teknologi kan gi store endringer i energiforsyningen, og representere både utfordringer og muligheter for norsk verdiskaping.
- Utviklingen i internasjonale energimarkeder påvirker energiprisene og verdien av fornybare energiressurser.
- Utviklingen mot et indre marked for energi i EU med tilhørende økt markedsintegrasjon i det nordeuropeiske kraftmarkedet gir nye markedsmuligheter for norsk kraftproduksjon.

4.1 Viktige utviklingstrekk i Norge

Energi dekker sentrale behov i et moderne samfunn. Derfor har den underliggende samfunnsutviklingen – hvor mange vi er, hvor og hvordan vi lever, hva vi lever av og hvor rike vi er – stor betydning for samfunnets framtidige krav til energisektoren.

4.1.1 Demografiske forhold

Befolkningsutviklingen spiller en viktig rolle for både tilbuds- og etterspørselssiden i en økonomi. For det første har befolkningsutviklingen betydning for størrelsen på arbeidsstyrken som kan anvendes til verdiskapende arbeid. For det andre bestemmer befolkningen etterspørselen etter varer og tjenester. Veksten i befolkningen er den viktigste forklaringsfaktoren bak langsiktige økonomiske utviklingsbaner og for utviklingen i etterspørselen etter energi.

Statistisk Sentralbyrå (SSB) lager jevnlig befolkningsframskrivninger som presenterer tre hovedalternativer: Lav, Middel og Høy. I middelalternativet i den siste framskrivningen får Norge om lag 6,6 millioner innbyggere i 2050, en vekst på 0,8 prosent per år fra 2011 (SSB: Folkemengde framskrevet). Men spennet er betydelig: Fra 5,6 millioner innbyggere i lavalternativet til 8,2 millioner i høyalternativet.

Middelalternativet innebærer en befolkningsvekst på 35 prosent til 2050. Den underliggende befolkningsutviklingen trekker med andre ord i retning av økt energibruk i framtida. Dersom elforbruket per person for eksempel holder seg på samme nivå som i 2010, gir middelalternativet en økning i totalt elforbruk fra 131 TWh i 2010 til 179 TWh i 2050.¹ Antar vi at elektrisitetsforbruket effektiviseres i henhold til historisk trend (0,9 prosent per år) og tar hensyn til den ventede utviklingen i næringsstruktur, se avsnitt 4.1.2, får vi en økning i elforbruket på 17 prosent til 153 TWh i 2050.²

Flyttemønsteret i Norge går fra nord til sør og fra vest til øst, og fra spredtbygde til tettbygde strøk. Sentraliseringstrenden har vært stabil over tid og ventes å vedvare (Høydal og Rustad, 2009). Energibruken per innbygger er lavere i byene enn i distriktene, blant annet på grunn av større botetthet, kortere reiseavstander og mindre energiintensiv næringsstruktur. For eksempel er boarealet per person i Oslo og Akershus lavere enn i resten av landet fordi flere bor i leiligheter (SSB: Levekårsundersøkelsen 2008). Sentraliseringen trekker derfor i retning av mindre boareal og lavere oppvarmingsbehov per person.

¹ Samlet elektrisitetsforbruk per person var 27 000 kWh i 2010. Nasjonalbudsjettets referansebane, se avsnitt 4.1.2, gir et forbruk på vel 23 000 kWh per person i 2050 når vi legger middelalternativet for befolkningsveksten til grunn.

² Basert på framskrivningene i Nasjonalbudsjettets referansebane, se avsnitt 4.1.2. Framskrivningene bygger på historiske trender og inkluderer ikke trendbrudd som for eksempel elektrifisering av transport og installasjoner offshore.

Tabell 4.1 Vekst i makroøkonomiske hovedstørrelser, prosent per år.

	2007-2030	2030-2050	2007-2050
BNP	1,85	2,21	2,01
BNP Fastland	2,62	2,49	2,56
Privat konsum	4,00	2,55	3,32
Offentlig konsum	1,85	1,55	1,71
Brutto investeringer	0,94	1,54	1,22
Eksport	0,20	1,91	0,99
Import	2,45	2,02	2,25

Kilde: Finansdepartementet

En svært liten andel av norsk kraftproduksjon ligger i de områdene som har størst netto tilflytning, det vil si Oslo og Akershus. Redusert bosetting i distrikter der kraftproduksjonen skjer og økt sentralisering trekker i retning av økt transport av elektrisitet gjennom sentralnettet. Høy tetthet i bolig- og annen bygningsmasse øker imidlertid mulighetene for andre oppvarmingsløsninger enn elektrisitet, for eksempel fjernvarme.

4.1.2 Økonomisk vekst³ og utvikling i næringsstruktur

Over tid bestemmes landets økonomiske vekstbane av tilgangen på arbeidskraft, kapital og råvarer, og hvordan disse innsatsfaktorene utnyttes (produktiviteten). Utvalget har i sine vurderinger lagt den langsiktige vekstbanen fra Nasjonalbudsjettet 2011 til grunn for den økonomiske utviklingen.

Formålet med å benytte en makroøkonomisk vekstbane er i første rekke å ha et rammeverk for diskusjonen om framtidens kraftsystem. Tabell 4.1 viser hvordan hovedstørrelsene i norsk økonomi antas å utvikle seg fram mot 2050. Framskrivningen er basert på historiske trender for veksten i ulike næringer. Veksten i bruttonasjonalproduktet er anslått til to prosent per år. Det betyr at i 2050 vil vi som nasjon være dobbelt så rike som i 2007.

Økonomisk vekst trekker i retning av økt energibruk, og tradisjonelt har veksten i energibruken vært sterkt korrelert med den økonomiske veksten. I de senere årene er denne sam-

menhengen blitt svakere, noe som innebærer at energiintensiteten i økonomien er redusert, se avsnitt 8.2.1. Økt energieffektivisering og større andel mindre energiintensive næringer trekker i retning av redusert energibruk.

4.2 Klimapolitikken internasjonalt, i EU og i Norge

Klimapolitikken er antagelig den sterkeste drivkraften for utviklingen i energimarkedene for tiden. I følge blant andre Det internasjonale energibyrået (IEA) krever klimautfordringene en radikal omlegging av energisektoren, både på produksjons- og brukersiden. Klimapolitikken kommer til å påvirke priser, investeringer og teknolog utvikling i energisektoren fram mot 2050, selv om de langsiktige, internasjonale rammene for klimapolitikken ennå ikke er konkretisert.

Klimautfordringen påvirker norsk energipolitikk og -markeder gjennom internasjonale klimavtaler og forpliktelser, gjennom EUs energi- og klimapolitikk – både direkte via EØS-avtalen og indirekte via markedsvirkningene – og gjennom utformingen av nasjonale mål og virkemidler. Klimapolitikken har stor betydning for utviklingen i det nordeuropeiske og nordiske kraftmarkedet. I tillegg spiller klimaendringer en rolle for kraftproduksjonen og -forbruket.

4.2.1 Internasjonale klimaforhandlinger og -politikk

På klimamøtet i Durban i desember 2011 vedtok Kyoto-partene å starte en prosess for å fastsette nye utslippsforpliktelser fra 2013 til 2017, det vil si

³ En omfattende drøfting av begrepet økonomisk vekst er å finne i Finansdepartementet (2000).

etter utløpet av Kyoto-protokollens forpliktelsesperiode i 2012. I og med at Japan, Russland og Canada trolig ikke blir med på en forlengelse, vil en slik avtale bare dekke 15 prosent av globale utslipp. Det ble imidlertid oppnådd enighet om å fortsette forhandlingene under FNs klimakonvensjon med sikte på å komme til enighet om en forpliktende avtale med bredere deltakelse i 2015.⁴ Målet er at en ny avtale skal tre i kraft i 2020. Enigheten i Durban innebærer at Kina og India for første gang har åpnet for å gå inn i en juridisk klimavtale.

Gjennom klimamøtene i København (2009), Cancun (2010) og Durban (2011) har man også oppnådd enighet om følgende:

- Bred tilslutning til togradersmålet.
- Alle såkalte Annex 1-land⁵ under Klimakonvensjonen har meldt inn nasjonale utslippsmål for 2020 til sekretariatet for FNs klimakonvensjon. Det samme har mange utviklingsland gjort. Slike utmeldinger, såkalte «pledges», er ikke bindende, men frivillige «løfter» om utslipp-skutt.
- Utviklingslandene (non Annex 1) vil rapportere utslippsdata og planlagte og gjennomførte utslippsreducerende tiltak.⁶

De varslede utslippskuttene er ikke tilstrekkelige til å nå togradersmålet, og det vil ta tid å få en internasjonalt forpliktende avtale på plass. Likevel vil markedsutviklingen og investeringene i det tiåret vi er inne i bli påvirket av forventningene om og usikkerheten omkring internasjonal klimapolitikk på lang sikt.

Dersom konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren stabiliseres på 450 ppm, anslår FNs klimapanel (IPCC) at det er 50 prosent sannsynlighet for at togradersmålet nås. Da må utslippene fra industrilandene reduseres med 80-95 prosent til 2050. I tillegg må utslippene fra utviklingslandene bli betydelig lavere i 2050 enn dagens trend tilsier. Ny, mer presis kunnskap om sammenhengen mellom konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren og global temperaturøkning, vil forhåpentligvis redusere usikkerheten, og kan bety

⁴ Siden 2007 (Bali-møtet) har klimaforhandlingene foregått i to parallelle løp: Et forhandlingsløp som omfatter partene som har ratifisert Kyoto-protokollen, og et forhandlingsløp som omfatter alle partene under FNs klimakonvensjon, inkludert USA, Kina og andre land som ikke er forpliktet av Kyoto-protokollen.

⁵ Annex 1-land er «utviklede land» eller «industriland». Det er bare Annex 1-land som har bindende utslippsreduksjoner i henhold til Kyoto-Protokollen.

⁶ Slike tiltak kalles NAMAs: National Appropriate Mitigation Actions.

en tilstramming av klimapolitikken. Noen land ønsker å gå lenger enn togradersmålet og sette grensen for global oppvarming til 1,5°C. Dette spørsmålet er utsatt til ny gjennomgang i 2015.

Inntil en ny internasjonalt forpliktende avtale er på plass, vil klimapolitikken være basert på frivillige ordninger og eventuelt forpliktelser som vedtas for en ny periode under Kyoto-protokollen. For Norges del vil Kyoto-forpliktelsen og klimapolitikken i EU ha størst betydning.

4.2.2 EUs klimapolitikk

EU har satt seg som mål å redusere sine klimagassutslipp i 2020 med 20 prosent, sammenliknet med 1990, og tar videre sikte på å redusere klimagassutslippene med 80 til 95 prosent i 2050. Det hersker imidlertid usikkerhet om EUs klimapolitikk etter 2020. Tilstramming av mål og virkemidler avhenger blant annet av om man får en global klimavtale på plass innen 2015, av de enkelte medlemslands vilje til å la seg binde av felles europeiske tiltak, av den økonomiske utviklingen i Europa, herunder vilje og mulighet til å subsidiere fornybar energi, samt av den mer generelle forståelse og aksept for nødvendige klimapolitiske

Boks 4.1 EUs energipolitikk og EØS-avtalen

Siden desember 2009 har EU hjemmel til å utforme en egen og helhetlig energipolitikk for EU. EØS-avtalen har en snevrere ramme enn EU. EØS-avtalen omfatter i utgangspunktet de fire friheter (fri flyt av varer, tjenester, kapital og personer) med tillegg om samarbeid på enkelte andre områder (for eksempel miljø). EFTA-landene er ikke forpliktet under EØS-avtalen til å følge EUs politikk på energiområdet, dersom denne avviker fra EØS-avtalens formål.

Regelverket knyttet til konkurranseforhold og de fire friheter, samt miljø, utgjør uansett viktige premisser for den norske energisektoren gjennom EØS-avtalen. Det må vurderes i hvert enkelt tilfelle om regelverk vedtatt på energiområdet i EU må anses for å være EØS-relevant. EUs elmarkedsdirektiv, vanddirektivet og bygningsdirektivet er eksempler på regelverk som ble ansett for å være EØS-relevante. Direktiv og regelverk som blir ansett for å være EØS-relevante, blir innlemmet i norsk lov.

tiltak blant EUs innbyggere. Tilgangen på fossilt brensel, energiforsyningssikkerhet, konkurransemessige forhold og sysselsettingseffekter vil også spille en rolle for hvor langt EU vil gå i sin klimapolitikk etter 2020.

EU er en viktig drivkraft for omstilling av energisystemet i Europa. Det gjelder også for Norden og Norge. Politikken i EU berører norsk energisektor både direkte, fordi en rekke av direktivene er EØS-relevante og dermed må implementeres i Norge, se boks 4.1, og indirekte, gjennom virkningene på gass- og kraftmarkedene. EUs politikk på dette området har med andre ord stor betydning for utvikling og verdiskaping i energisektoren i Norge.

Gjeldende energi- og klimapolitiske mål i EU fokuserer på 2020, men flere av direktivene peker lenger framover. EU har nylig publisert et veikart for utvikling av en konkurransedyktig lavutslippsekonomi mot 2050 (COM(2011) 112 final) og et veikart for energisektoren mot 2050 (COM(2011) 885/2).

Energi- og klimapolitikken til 2020

EUs nåværende klimapolitikk er basert på de såkalte 20-20-20-målene som gjelder fram til 2020. Disse målene er:

- Utslippene av klimagasser skal reduseres med 20 prosent sammenliknet med 1990, og 30 prosent dersom andre land tar på seg sammenlignbare forpliktelser.
- Andelen fornybar energi av samlet energibruk skal øke til 20 prosent i 2020 (andelen i transportsektoren skal være minst 10 prosent).
- Energibruken i 2020 skal reduseres med 20 prosent sammenliknet med en antatt referansebane som beskriver utviklingen uten klimapolitikk.

Utslippetsmålet skal nås dels gjennom et felles kvotemarked som omfatter kraft- og varmeproduksjon og utslippsintensiv industri, se boks 4.2, og dels gjennom bindende nasjonale mål for utslipp fra andre sektorer. Norge deltar i kvotemarkedet. Fornybarmålet nås ved at det er satt bindende krav om fornybarandel for hvert enkelt medlemsland, se boks 4.3. Energieffektiviseringsmålet er foreløpig ikke bindende.

Virkemidlene knyttet til 2020-målene griper dypt inn i energiproduksjon og energibruk, ikke minst i kraftmarkedet. Kvotesystemet setter en pris på CO₂-utslipp fra gass- og kullkraftproduksjon, slik at kvotekostnaden gir høyere kraftpriser. Kvotekostnaden innebærer at gasskraft styrker sin konkurransevne relativt til kullkraft, og at

Boks 4.2 Kvotemarkedet

EUs kvotemarkedssystem, EU ETS (Emissions Trading Scheme) ble innført i 2005. Den andre handelsperioden varer fra 2008-2012, mens den tredje handelsperioden går fra 2013 til 2020. Installasjoner som er underlagt kvotesystemet, må hvert år levere inn kvoter som dekker faktiske utslipp. Hvert medlemsland fordeler sine kvoter, enten gratis eller gjennom auksjoner, i henhold til en fordelingsplan (National Allocation Plan, NAP) som er godkjent av EU-kommisjonen. Allokeringsplanene spesifiserer også hvor mange internasjonale kvoter installasjonene kan få godkjent (kvoter godkjent av FN under Kyoto-protokollens fleksible mekanismer). I den tredje handelsperioden vil en vesentlig mindre andel av kvotene bli delt ut gratis, og medlemslandenes allokering bli underlagt et felles regelverk.

En kvote tilsvarer utslipp av ett tonn CO₂, og kan omsettes i markedet. En installasjon kan slippe ut mer enn de kvotene installasjonen har fått tildelt ved å kjøpe kvoter. Hvis en installasjon reduserer sine utslipp, kan kvoten selges til en annen aktør som da kan øke sine utslipp. De samlede utslippene i en handelsperiode kan imidlertid ikke overstige det antallet kvoter som er delt ut (pluss eventuelle internasjonale kvoter). Kvoter kan spares mellom år og handelsperioder, slik at utslippene i en periode kan bli lavere enn antall utstedte kvoter tilsier.

Kvotemarkedssystemet omfatter kraft- og varmeproduksjon, raffinering av mineralolje, produksjon og bearbeiding av jern og stål, produksjon av koks, sement, kalk, glass, glassfiber og keramiske produkt, papir, papp og papirmasse. Fra og med 1. januar 2012 omfattes også luftfart, og fra og med 2013 inkluderes CO₂-utslipp fra anlegg for karbonfangst og -lagring (CCS), petrokjemiske produkter, ammoniakk og aluminium, i tillegg til PFK-utslipp fra aluminium og N₂O-utslipp (lystgass) fra mineralgjødselproduksjon. Antallet kvoter som utstedes reduseres for hvert år. I 2020 blir antallet utstedte kvoter 21 prosent lavere enn utslippene fra de kvotepfiktige sektorene i 2005.

kraftproduksjon uten utslipp blir mer lønnsom. Det gjelder også norsk vannkraft, se kapittel 3.

Investeringer i fornybar energi stimuleres ytterligere gjennom spesifikke virkemidler knyttet til fornybarmålet. Fornybarmålet kan oppfylles gjennom økt produksjon av alle typer fornybar energi, men for de fleste EU-landene er økt fornybar kraftproduksjon et nødvendig element. Økt fornybar kraftproduksjon fortrenger termisk kraftproduksjon basert på kull og gass både på kort og lang sikt. På kort sikt reduseres produksjonen, og på lang sikt reduseres kapasiteten. Dette reduserer CO₂-utslippene, men endrer også andre egenskaper ved kraftsystemet. Vindkraft, solkraft og biobasert kraftvarmeproduksjon kan i liten grad reguleres og bidra til å opprettholde balansen i systemet. Mer fornybar produksjonskapasitet gir økt andel uforutsigbar og uregelmessig produksjon, noe som stiller økte krav til fleksibilitet i resten av kraftsystemet. Verdien av kortsiktig fleksibilitet på etterspørselssiden og fleksible energikilder som for eksempel vannkraft med magasiner, øker.

Målet om energieffektivisering bidrar til å redusere etterspørselen etter energi, og dermed utslippene fra produksjon av energi. I de fleste EU-landene kommer energieffektivisering trolig ikke til å bety så mye for kraftetterspørselen. Det kommer av at man i liten grad bruker strøm til oppvarming, og at oppvarming er det området der potensialet for energieffektivisering er størst. For Norge kan imidlertid et bindende energieffektiviseringsmål kreve reduksjoner i elforbruket til oppvarming. Utvikling i energibruken er drøftet nærmere i kapittel 8.

Basert på innrapporterte planer og tiltak fra medlemslandene forventer kommisjonen at EU vil nå målsettingene for utslippskutt og fornybarandel til 2020 (COM(2011) 112 final), mens man ikke venter å nå energieffektiviseringsmålet.⁷ Kommisjonen varsler derfor ytterligere tiltak. Et forslag til nytt energieffektiviseringsdirektiv ble fremmet i juni 2011 (COM(2011) 370), se boks 8.4. Bindende mål om energieffektivisering blir eventuelt besluttet i 2014. Kommisjonen anslår at dersom energieffektiviseringsmålet oppfylles, vil utslippene i EU i 2020 reduseres med 25 prosent i forhold til nivået i 1990 (COM(2011) 112 final).

Fornybardirektivet gir mulighet til å benytte ulike fleksible mekanismer, det vil si at land kan samarbeide om å oppfylle sine fornybarmål. Det

Boks 4.3 Nasjonale fornybarmål i henhold til EUs fornybardirektiv

Økningen i fornybar energi er fordelt mellom EUs medlemsland i henhold til en fordelingsnøkkel som sier at alle landene skal øke sin andel med minimum 5,5 prosentpoeng sammenliknet med 2005. Det som for øvrig skal til for at det samlede målet om en fornybarandel på 20 prosent skal nås, er fordelt mellom medlemslandene i henhold til økonomisk evne.

Norge har gjennom forhandlinger med EU tatt på seg en fornybarandel på 67,5 prosent i 2020. I 2005 hadde Norge en fornybarandel på 58 prosent. Foreløpige tall for 2010 gir en andel på om lag 62 prosent (Bøeng, 2011).

Medlemslandene har levert nasjonale handlingsplaner for fornybar energi (NREAP) der de gjør rede for hvordan andelen skal trappest opp til 2020. Det er bare nivået i 2020 som er bindende, men hvert 2. år skal EU-kommisjonen foreta en vurdering av hvordan landene ligger an i forhold til opptrappingsplanen. I 2014 vil EU-kommisjonen foreslå ytterligere tiltak dersom det vurderes som nødvendig.

Fornybarandelen beregnes i henhold til følgende formel:

$$\frac{\text{(brutto produksjon av fornybar elektrisitet+ biobrensel i transport+fornybar varmeproduksjon)}}{\text{(brutto sluttforbruk av energi)}}$$

Brutto sluttforbruk av energi = innenlandsk sluttforbruk av energi inkludert eget forbruk i elektrisitets- og varmeproduksjon og overføringstap. Energibruk i petroleumssektoren skal ikke inkluderes. Anslag for brutto sluttforbruk i 2020 skal ta hensyn til forventet energieffektivisering. Siden fornybarkravet er knyttet til samlet energibruk, gjør energieffektivisering det lettere å nå fornybarmålet.

felles svensk-norske elsertifikatmarkedet er så langt et av få eksempler på dette, se boks 4.4. I følge de nasjonale handlingsplanene har de fleste land ikke tenkt å benytte seg av de fleksible mekanismene. Handlingsplanene legger opp til en sterk økning i fornybarutbyggingen på slutten av perioden (2018-2020). Det kan derfor bli mer aktuelt å utnytte fleksible mekanismer etter hvert.

Selv om det i kjølvannet av finanskrisen kan bli krevende for enkelte EU-land å nå 2020-målene, er det grunn til å tro at EUs klimapolitikk, inkludert

⁷ Vurderingen er basert på nasjonale handlingsplaner for å nå målene som Energitjenestedirektivet setter for 2016 (Directive 2006/32/EC).

Boks 4.4 Elsertifikatmarkedet

Avtalen om et felles marked for elsertifikater med Sverige stimulerer til en samlet sett kostnadseffektiv utbygging av ny fornybar kraftproduksjon i de to landene. Ordningen skal bidra til utbygging av til sammen 26,4 TWh til 2020, og gjelder fra og med 1. januar 2012. Produksjonskapasitet som oppfyller nærmere bestemte kriterier har rett til sertifikater for løpende produksjon i 15 år. Ordningen omfatter ny kraftproduksjon basert på vann, vind og bioenergi.

Selskaper som distribuerer kraft til sluttforbrukere er pålagt å kjøpe sertifikater tilsvarende en andel av leveransene hvert år. Sertifikatkravet øker gradvis fra 3 prosent i 2012 til 18,3 prosent i 2020. Deretter trappes kravet ned til 0,9 prosent i 2035 og null i 2035. Andelen er fastsatt slik at norske forbrukere til sammen betaler for 13,2 TWh i 2020, det vil si halvparten av utbyggingen.

Det antas at den langsiktige sertifikatprisen vil bli bestemt av differansen mellom kraftprisen og kostnadene for ny vindkraft (marginal ny produksjonskapasitet). For forbrukerne vil sertifikatutlegget utgjøre sertifikatprisen multiplisert med sertifikatkravet.

Det er markedsaktørenes investeringer i fornybar kraftproduksjon som avgjør fordelingen av produksjonskapasiteten mellom landene.

Boks 4.5 Opprinnelsesgarantier

Opprinnelsesgarantier (Guarantees of origin) er en sertifiseringsordning som dokumenterer at produksjon av kraft, varme og kjøling er basert på fornybare energikilder. EU-kommisjonens Directive 2009/28/EC angir retningslinjer for utstedelse av opprinnelsesgarantier. En opprinnelsesgaranti skal spesifisere energikilde, produksjonsanlegg, når energien er produsert, om produksjonen har mottatt statlig støtte og i hvilken form, når anlegget ble satt i drift, samt oppgi sted og dato for utstedelse og inneholde et unikt identifikasjonsnummer.

Opprinnelsesgarantier har utelukkende som formål å godtgjøre at en gitt mengde energi er produsert fra fornybare kilder. Regelverket skal sikre at opprinnelsesgarantier ikke blir talt dobbel og tildelt flere ganger.

Kjøp av opprinnelsesgarantier er frivillig, og kan oppfattes som en privat støtte til fornybar energiproduksjon. Som sådan kan opprinnelsesgarantier bidra til at lønnsomheten for fornybar energiproduksjon øker. Produsentene som oppgir andel fornybar energiproduksjon i sin markedsføring, kan dokumentere dette ved hjelp av opprinnelsesgarantier.

Opprinnelsesgarantier er ikke det samme som grønne sertifikater, som elsertifikatmarkedet er et eksempel på, se boks 4.4. Utstedelse av grønne sertifikater er knyttet til spesifiserte politiske mål og pålegg om kjøpsplikt.

støtte til fornybar energi og energieffektivisering, vil prege utviklingen mot 2020.

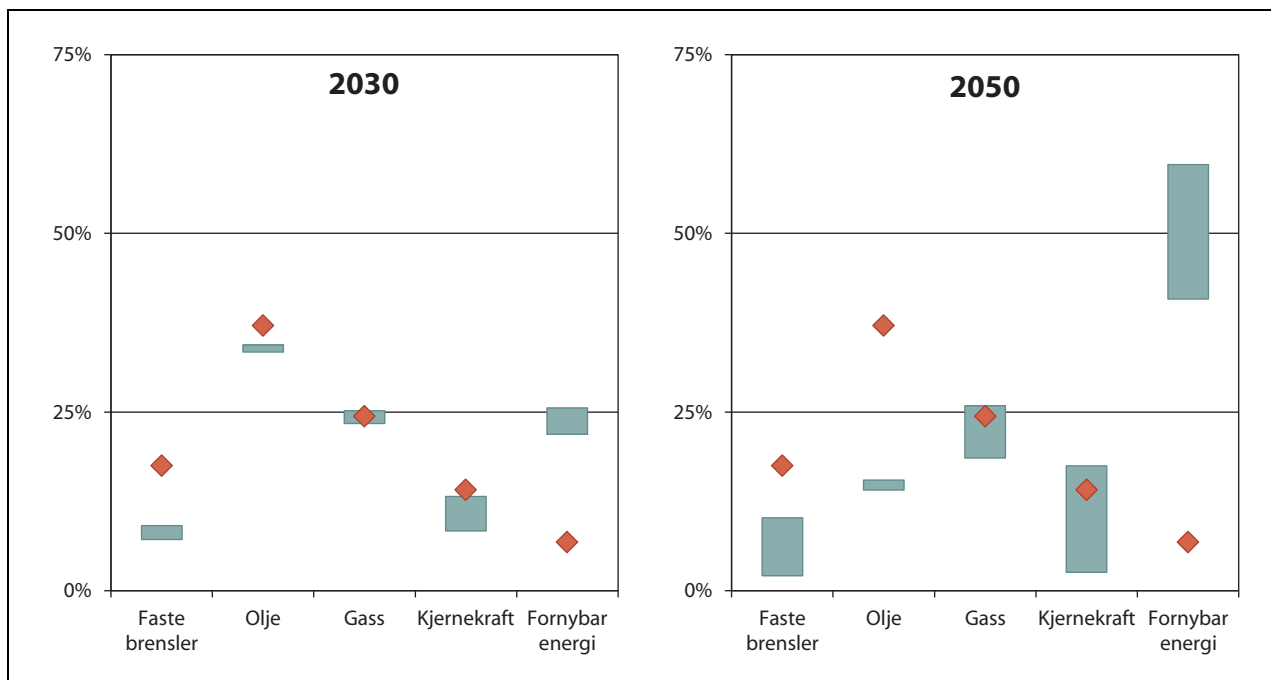
Utsikter mot 2050

Hvordan EUs energi- og klimapolitikk vil utvikle seg etter 2020 er ikke fastlagt. Utviklingen kommer blant annet an på utviklingen i de internasjonale klimaforhandlingene, men også av om medlemslandene vil støtte opp om nye, ambisiøse mål. EU-kommisjonen har nylig lagt fram flere veikart som utreder hvordan store utslippskutt kan realiseres mot 2050. Veikartene angir en retning for den langsiktige utviklingen, men foreslår ikke konkret politikk.

I veikartet for omlegging til en lavutslippsøkonomi i 2050 (COM(2011)112 final) sier Kommisjonen at dersom togradersmålet skal nås, må EU forberede seg på å ha 80 prosent lavere utslipp av

klimagasser i 2050 enn i 1990. For å oppnå dette på en kostnadseffektiv måte, må utslippene i EU kuttes med 25 prosent i 2020, 40 prosent i 2030 og 60 prosent i 2040. Dette krever blant annet at kraftproduksjon er avkarbonisert i 2050 og utslippene mer enn halvert i 2030.

Veikartet for energisektoren (COM(2011) 885/2) analyserer de langsiktige implikasjonene av avkarbonisering av energisektoren. For å klare å kutte 80 prosent av totale utslipp, må utslippene fra energisektoren reduseres med 85 prosent. Siden det er stor usikkerhet om retningen etter 2020, har Kommisjonen analysert syv ulike scenarier. Analysen slår fast at det er mulig å oppnå nødvendige utslippskutt til 2050, men at det krever en tilstramming av politikken, og at det vil bli dyrere å utsette omleggingen enn å starte nå. Den europeiske energisektoren står i dette tiåret overfor store investeringer knyttet til utfasing av 30-40



Figur 4.1 EUs avkarboniseringsscenarioer, spenn for ulike energibæreres andel av primært energiforbruk i 2030 og 2050 sammenliknet med 2005, i prosent.

Kilde: EU Energy Road Map 2050

år gamle energianlegg. Scenarioene for avkarbonisering av energisektoren fokuserer på ulike kombinasjoner av energieffektivisering, fornybar energi, CCS og kjernekraft som de viktigste faktorene. Samlet energibruk reduseres med mellom 16 og 20 prosent i 2030 og mellom 32 og 41 prosent i 2050 i forhold til dagens nivå. Bruken av elektrisitet øker i alle scenarioene, og andelen doubles til 2050.

Andelen gass ligger omtrent på dagens nivå i alle scenarioene, både i 2030 og 2050. Økt bruk av naturgass kan i mange år framover medføre reduserte utslipp når den erstatter kullkraft internasjonalt, fordi klimautslippene ved en slik overgang mer enn halveres, og annen forurensing fjernes. I Europa ses gass på som en del av klimaløsningen. I henhold til Meld. St. 28 (2010-2011), Petroleumsmeldingen, kan «(g)ass (...) forene de europeiske målene om leveringssikker energi og reduserte utslipp av klimagasser. Dersom kull blir erstattet med gass i elektrisitetsproduksjonen i Europa, vil dette tiltaket alene vært nok til å oppfylle deres CO₂-målsettinger for 2020.»

Figur 4.1 viser spennet for ulike energibæreres andel av energiforsyningen i henholdsvis 2030 og 2050 i scenarioene i veikartet for energisektoren.

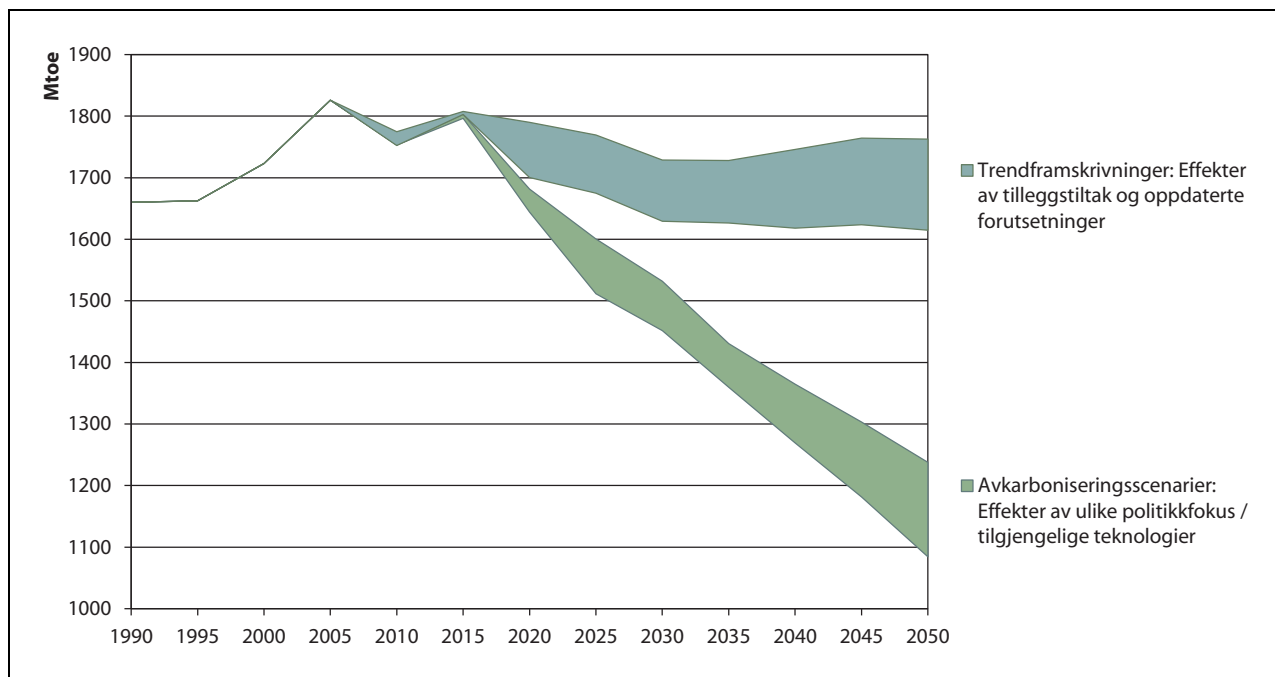
Figur 4.2 viser utviklingen i total energibruk i de ulike scenarioene. I avkarboniseringsscenario-

ene reduseres energibruken til 2050 med mellom 32 og 40 prosent sammenliknet med 2005, og med mellom 16 og 20 prosent til 2030. Også i referansescenarioene ventes samlet energibruk å falle med mellom 3,5 og 12 prosent.

EUs fokus på forsyningssikkerhet og redusert importavhengighet er tilleggsmotiver for å gjennomføre omleggingen av energisystemet. Veikartet understreker derfor at omleggingen ikke skal gå på bekostning av forsyningssikkerheten.

EU har tatt mål av seg til å være en internasjonal pådriver for klimapolitikk. For at strategien for avkarbonisering skal bli gjennomført, fordres det imidlertid at industrilandene som gruppe gjennomfører nødvendige utslippsreduksjoner. EUs mange andre motiv for omstillingen kan likevel føre til at man fortsatt vil gå vesentlig lenger enn andre land. Hvis EU *ikke* får flere store land med i en bindende avtale, kan det tenkes at politikken og virkemidlene etter 2020 i større grad blir innrettet slik at de støtter EUs andre motiver. Veikartet framhever også viktigheten av å være på vakt mot karbonlekkasje, se kapittel 6.

Det legges opp til at kvotemarkedet skal spille en sentral rolle også på lang sikt, og det er grunn til å tro at flere sektorer og klimagasser vil bli inkludert etter hvert. Virkemidler rettet mot energieffektivisering, som tekniske standarder og energimerking, vil trolig fortsatt være viktige,



Figur 4.2 Brutto energiforbruk i EU – spenn for trendframskrivninger (blå) og avkarboniserings-scenarier (grønn), millioner tonn oljeequivalenter.

Kilde: EU Energy Road Map 2050

både med og uten en internasjonal avtale på plass.

Fornybarandelen vil trolig øke også etter 2020, enten gjennom krav til medlemslandene eller basert på høyere CO₂-priser som følge av en internasjonal klimapolitikk. Dersom politikken med krav til medlemslandene videreføres, vil det bli ressursmessig og økonomisk nødvendig å bruke fleksible mekanismer i større grad.

Utbygging av fornybar kraftproduksjon og utfasing av fossil kapasitet uten rensing, særlig basert på kull, står sentralt i EUs langsiktige politikk. Det betyr store endringer i sammensetningen av, og dermed fleksibiliteten og variabiliteten, i kraftproduksjonen i EU.

4.2.3 Energi- og klimapolitikken i noen nærliggende EU-land mot 2050

Selv om EUs politikk legger sterke føringer på energipolitikken i medlemslandene, og i Norge gjennom EØS-avtalen, overlates den konkrete implementeringen i stor grad til hvert enkelt medlemsland.

Flere av nabolandene våre har lagt fram egne klima- og energistrategier mot 2050 de siste årene. Planene sikter gjennomgående mot avkarbonisering av økonomiene på lang sikt, og tiltakene som skal til er fornybar energi, økt andel

elektrisitet i energibruken, energieffektivisering og forskning og utvikling. Planene må forstås i lys av at dagens sammensetning av energibruken skaper ulike utfordringer for ulike land. Blant annet har de nordiske landene utenom Norge betydelige andeler varmekraftproduksjon og omfattende infrastruktur for fjernvarme, se avsnitt 12.1.2.

I henhold til den danske klimakommisjonen må de danske kullkraftverkene fases ut og erstattes med vindkraft til havs (Klimakommisjonen, 2010). Danmark har allerede i dag en relativt høy andel vindkraft og en godt utbygd fjernvarmesektor. Etter planen skal vindkraften dekke 50 prosent av dansk energibruk i 2050, og andelen elektrisitet i energibruken skal øke fra 20 prosent i dag til 40-70 prosent i 2050. Danmark skal være selvforsynt med el. For å balansere vindkraften skal forbruket bli smartere (mer fleksibelt og styrbart) og bioenergi skal brukes som reserveproduksjon, men det skal også bygges flere utenlandsforbindelser. Markedet skal stimuleres til å medvirke til at de beste løsningene blir valgt.

Sverige har også en visjon om at energiforsyningen i 2050 skal være uten netto utslipp av drivhusgasser (Regeringens proposition 2008/09:162). Svensk elproduksjon kommer hovedsakelig fra vann- og kjernekraft. En stor del av varmen kommer fra fjernvarme. Utbyggingen av

vindkraft og biobasert kraftvarmeproduksjon har skutt fart etter innføringen av et marked for elsertifikater fra 2002. Markedet er felles med Norge fra 2012, se boks 4.4. Ordningen varer foreløpig til 2035, men kan bli forlenget. Det utbyggbare fornybarpotensialet i Sverige er hovedsakelig vindkraft. Kjernekraften står for om lag 50 prosent av svensk elproduksjon. Eksisterende kjernekraftverk kan trolig opprettholde produksjon fram mot 2030, men må etter hvert erstattes med nye anlegg eller fornybar produksjon. Det er derfor usikkerhet om nivået på svensk kjernekraftproduksjon på lang sikt.

I henhold til utredningen som ligger til grunn for den langsiktige finske klimastrategien, spiller energieffektivisering i alle sektorer en nøkkelrolle, sammen med utvikling av lavutslippsløsninger og betydelig økt bruk av fornybar energi (Prime Minister's Office, 2009). For å redusere kraftimporten fra Russland og øke forsyningssikkerheten, satser Finland på økt utbygging av kjernekraft. I dag utgjør kjernekraft rundt regnet en tredel av finsk kraftproduksjon. Mer innenlandsk kraftproduksjon skal bidra til mer stabile kraftpriser, og er dermed et viktig element i næringspolitikken, særlig av hensyn til den kraftintensive industriens konkurranseevne.

Tyskland står foran store utfordringer knyttet til utfasing av kjernekraften og kraftproduksjon basert på fossil energi. Tysklands Energy Concept 2050 slår fast at fornybar energi skal utgjøre en hjørnestein i den framtidige energiforsyningen (Federal Ministry of Economics and Technology, 2010). Det siste tiåret har Tyskland hatt en sterk økning av vindkraft og solkraft basert på offentlige støtteordninger, og det er ventet at hele 39 prosent av kraftproduksjonen vil komme fra fornybare energikilder i 2020. I den forbindelse har det også vokst fram en erkjennelse av at fornybarsatsingen fordrer en sterkere utbygging av nettet.

Ett av tre sentrale elementer i britiske myndigheters Carbon Plan er å skifte ut gamle kull- og gasskraftverk med fornybar produksjon, men også med kjernekraft og fossile verk med CCS (Department of Energy and Climate Change, 2011). Som en konsekvens av strategien ventes det at elforbruket i Storbritannia blir nesten doblet til 2050.

4.2.4 Norsk klimapolitikk

Klimaproblemet og klimapolitikken står høyt på den politiske dagsorden også i Norge. Norsk klimapolitikk utformes innenfor de internasjonale rammebetingelsene og forpliktelsene som Norge

har påtatt seg. Klimaproblemet og klimapolitikken legger premisser for utformingen av energipolitikken fram mot 2050, selv om Norge på energiområdet, både når det gjelder kraftproduksjon og energibruk, skiller seg vesentlig fra andre europeiske land. I dette avsnittet presenteres en kort oversikt over ulike deler av norsk klimapolitikk som har relevans for energisektoren.

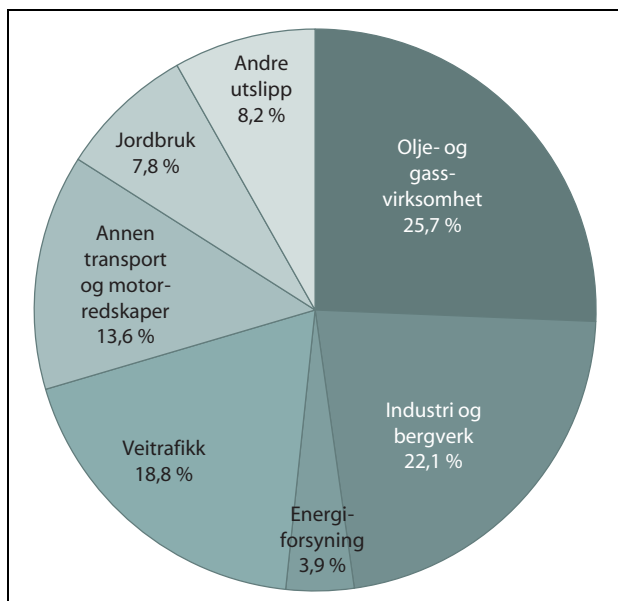
I følge Kyoto-avtalen er Norge forpliktet til å holde CO₂-utslippene i 2008-2012 på et nivå som er maksimalt én prosent høyere enn utslippene i 1990. Som et supplement til nasjonale utslippsreduksjoner kan forpliktelsen innfris gjennom kjøp av kvoter fra de såkalte Kyoto-mekanismene. I St.meld. nr 34 (2006-2007), Klimameldingen 2007, ble Norges klimamål presisert slik:

- Norge skal overoppfylle Kyoto-forpliktelsen med 10 prosentpoeng.
- Norge skal fram til 2020 påta seg en forpliktelse om å kutte de globale utslippene av klimagasser tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990.
- Som en del av en global og ambisiøs klimaavtale der også andre industriland tar på seg store forpliktelser, skal Norge ha et forpliktende mål om karbonnøytralitet⁸ senest i 2030. Norge skal uansett være karbonnøytralt i 2050.

Målet om utslippsreduksjoner ble skjerpet i Avtalen om klimameldingen (klimaforliket) som ble inngått i 2008 mellom alle partier unntatt Fremskrittspartiet. I januar 2010 meldte Norge inn utslippsmålene sine til København-avtalen. Der ble det signalisert at Norge, innenfor rammene av en ny klimaavtale der store utslippsland blir enige om utslippsreduksjoner i tråd med togradersmålet, vil ta på seg en utslippsforpliktelse tilsvarende kutt i utslippene på 40 prosent basert på 1990-nivå innen 2020. Energi- og miljøkomiteen mener i Innst. S. nr. 145 (2007-2008), på basis av klimaforliket, at det er et realistisk mål å redusere utslippene i Norge med 15-17 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i forhold til referansebanen slik den er presentert i nasjonalbudsjettet for 2007 (inkludert skog). Det innebærer at om lag to tredjedeler av Norges totale utslippsreduksjoner tas nasjonalt. En ny klimamelding er bebudet.

Norges utslipp var i 2010 på 53,7 millioner tonn. Klimameldingen 2007 sier at Norge ved en videreføring av Kyotoprotokollens regelverk for skog, anslagsvis kan få godskrevet et nettoopptak

⁸ Karbonnøytralitet betyr at resterende innenlandske utslipp skal kompenseres gjennom finansiering av tilsvarende utslippskutt i andre land.



Figur 4.3 Utslipp av klimagasser i Norge 2010, etter kilde.

Kilde: Utslppsregnskapet, SSB og Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif).

opp mot 3 millioner tonn CO₂ i 2020. Netto opptaket omfatter bidrag fra arealbruksendring (avskoging, skogreising og gjenplantning) og skogforvaltning, og ble lagt til grunn da målet om 30 prosent kutt ble satt. Endringer i regelverket for skogforvaltning som ble gjort i Durban, innebærer at Norges bidrag fra skogforvaltning vil bli 1,75 millioner tonn i 2020. Regelverket for arealbruksendring er ikke endret, og bidraget herfra vil bli bestemt av det faktiske nettobidraget fra de tre aktivitetene i 2020.

Figur 4.3 viser norske utslipp av klimagasser fordelt på kilde i 2010. Figuren viser blant annet at utslippene fra energiforsyning utgjør en svært liten andel av utslippene. Olje- og gassvirksomheten (inkludert forbrennings- og prosessutslipp fra offshore og landanlegg, hovedsakelig gassterminaler), industri og bergverk, og veitrafikk er de største utslippskildene.

4.3 Klimapolitikken påvirker globale utviklingstrekk

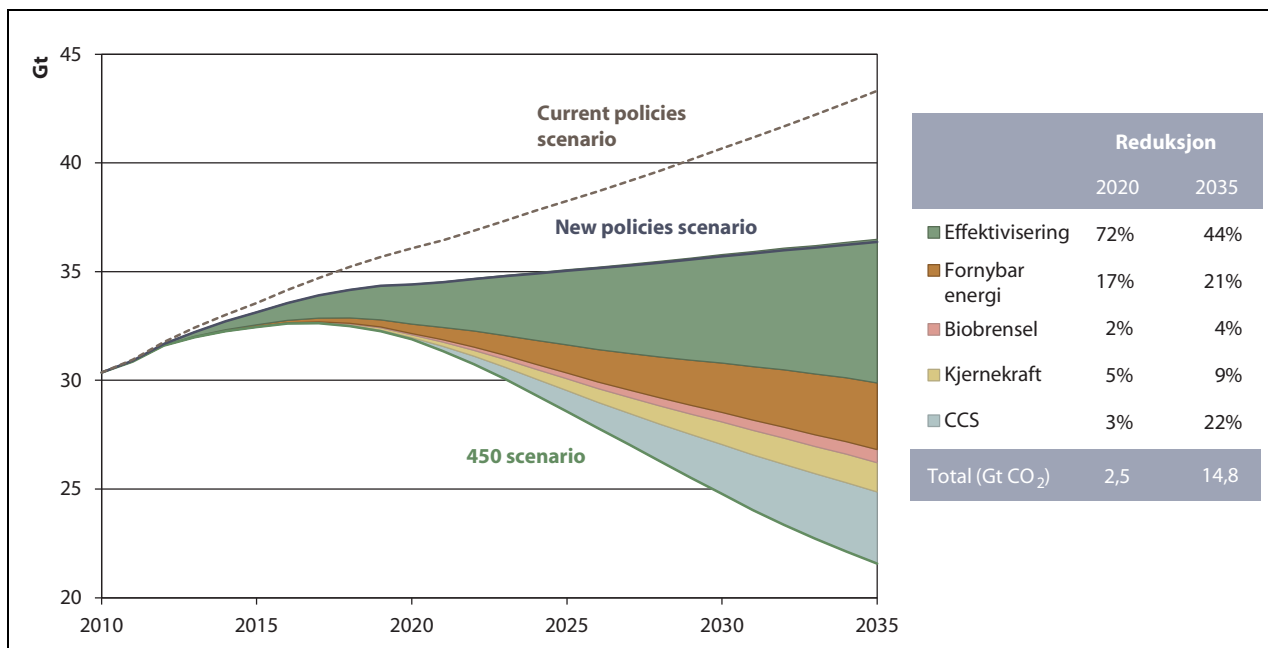
Klimapolitikken fordrer nye tekniske løsninger og påvirker den globale energimiksen, noe som igjen har betydning for konkurranseforholdet mellom ulike energiteknologier og energibærere. Disse utviklingstrekkene påvirker norsk energisektor både direkte og indirekte.

Boks 4.6 Dagens klimapolitiske virkemidler i Norge

Norge har per 2011 implementert flere klimapolitiske virkemidler:

- Avgifter: Det finnes flere miljøavgifter på drivstoff og kjøretøy med varierende satser. Petroleumssektoren og bensin har de høyeste avgiftssatsene, mens blant annet konkurranseutsatt, kraftintensiv industri er unntatt.
- Kvotesystemet: Norge deltar i det europeiske kvotesystemet, EU ETS, se boks 4.2. Kvotehandelsystemet omfatter kraft- og varmeproduksjon og de viktigste energiintensive industriene, inkludert petroleumsvirksomheten offshore. Totalt er mer enn 110 bedrifter og omtrent 40 prosent av norske utslipp omfattet av kvotesystemet i perioden 2008–2012.
- Forurensningsloven: Virksomhet der det kan påregnes CO₂-utslipp av betydning, må søke om utslippstillatelse.
- Statlige støtteordninger, avtaler og informasjon: Det finnes en rekke slike støtteordninger som administreres av blant annet Enova, Transnova, Innovasjon Norge og NVE. I tillegg tilbyr en rekke kommuner støtteordninger, særlig for å fremme energieffektivisering.
- Rensing av gasskraftverk: Regjeringens politikk innebærer at eventuelle nye konsesjoner til gasskraftverk skal kreve CO₂-håndtering. Offentlig støtte til CO₂-håndtering vurderes fra sak til sak.

Effekten av internasjonal klimapolitikk på markeder, energibruk og teknologivalg kan illustreres ved hjelp av IEAs scenarier for energimarkedene i World Energy Outlook 2011 (WEO) (IEA, 2011). WEOs 450 Scenario beskriver en kostnadseffektiv utvikling mot stabilisering av konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren på 450 ppm i 2050. Figur 4.4 viser hvordan utslippsreduksjonene i energisektoren fordeler seg mellom ulike tiltak. I figur 4.4 er 450 Scenario sammenliknet med New Policies Scenario og Current Policy Scenario. New Policies Scenario forutsetter at verdens land gjennomfører den klimapolitikken som er varslet i dag, men som ikke er stram nok til at togradersmålet nås. Omtrent halvparten av utslippskuttene kommer av redusert energibruk (effektivisering),



Figur 4.4 Globale energirelaterte utslippskutt fra New Policy Scenario til 450 Scenario

Kilde: IEA (2011)

mens resten kommer av konvertering fra fossile energikilder til fornybar energi, kjernekraft eller kraftverk med CCS. Current Policy Scenario viser utviklingen i globale utslipp dersom dagens gjeldende politikk videreføres.

4.3.1 Teknologitviking

For å møte klimautfordringen hevder blant andre IEA at det framover er behov for en teknologisk revolusjon på energiområdet. Omstillingen har allerede kommet langt med tanke på utnyttelse av solenergi og vindkraft. Teknologitviking utgjør en del av de ytre rammebetingelsene som vil påvirke det norske energimarkedet uavhengig av politiske valg og prioriteringer i Norge.

Forskning på energiproduksjon har i økende grad fokusert på CCS og produksjon basert på fornybare energikilder. I EU satses det blant annet på CCS, vind (på land og offshore), sol (PV), kjernekraft og biomasse gjennom støtte både til FoU og utbygging av produksjonsanlegg.

Når det gjelder transport av kraft, kan særlig teknologi for høyspent overføring og utvikling av smarte distribusjonsnett gjøre det lettere å transportere kraft over store avstander og øke fleksibiliteten i systemet.

For å øke tilgangen på fleksibilitet, satses det også på utvikling av metoder for å lagre energi. Eksempler på slike metoder er lagring av komprimert luft, pumpekraft, batterier og hydrogenpro-

duksjon. Slike løsninger bidrar først og fremst til å redusere utfordringene knyttet til ustabil vindkraftproduksjon.

Mer effektiv energibruk er en vesentlig faktor for å redusere utslipp. Både i Norge og internasjonalt forskes det på energieffektive løsninger som varmepumper, lavenergibelysning (som for eksempel LED-lamper) og solfangeranlegg. Overgang til lavenergibelysning fører til redusert bruk av elektrisitet, mens konvertering fra fossil oppvarming til varmepumper gir økt bruk av elektrisitet.

I transportsektoren er de viktigste teknologiske utfordringene knyttet til å bruke brenselet mer effektivt og å erstatte bensin og diesel med elektrisitet, biodrivstoff eller hydrogen.

En bredere gjennomgang av utsikter for teknologitviking finnes i kapittel 11.

4.3.2 Globale energimarkeder

Utviklingen i globale energipriser påvirker kraftprisene, energibruken og konkurranseforholdet mellom ulike energibærere. I radikale klimapolitiske scenarier kan brenselprisene falle på grunn av redusert etterspørsel, men prisen på CO₂-utslipp vil sørge for at kostnaden ved å bruke fossil energi øker. Høye priser på bruk av fossile brenslere gjør det mer attraktivt å bruke andre energikilder, og gir stimulans til å utvikle alternativer.

Det ventes fortsatt betydelig vekst i verdensøkonomien på lang sikt. I siste World Energy Outlook (IEA, 2011) legger IEA til grunn en global økonomisk vekst på 3,6 prosent per år fra 2009 til 2035. Det er ventet at Kina og India vil ha den sterkeste økonomiske veksten. I OECD-området ventes det en vekst på 2,2 prosent per år.

Oljeetterspørselen påvirkes først og fremst av etterspørselen fra transportsektoren, hvor effektivisering av forbrenningsmotorer og økt bruk av bioenergi og elektrisitet er viktige faktorer. Det er ventet at elektrifisering av transportsektoren vil skyte fart etter 2030, se for eksempel EUs Road Map for transport (COM(2011) 144 final).

De viktigste faktorene for utviklingen i gassmarkedet er tilgangen på naturgass, utvinnings- og transportkostnadene og bruk av naturgass i kraftproduksjon. I alle de tre klimascenariene som IEA har utarbeidet, inkludert 450-scenario, øker gassforbruket globalt. I 450-scenario reduseres imidlertid gassforbruket i EU. Tidligere har IEA, i Energy Technology Perspectives 2008 (IEA, 2008), advart om at for romslige utslippsmål på kort sikt kan gi innelåsing i et fossilbasert energisystem og øke omstillingskostnadene senere, «(f)or eksempel øker gassens rolle i kraftproduksjon i ACT-scenariene med moderate mål, men avtar i BLUE map-scenarier der det trengs større utslippskutt.»⁹

Det er store mengder kull tilgjengelig i verden, og reservene er spredt på mange land og regioner. Blant de fossile brenslene er det kullforbruket som påvirkes sterkest av klimapolitikken, ettersom kull har et høyt CO₂-innhold.

Bruken av bioenergi og andre fornybare energikilder er ventet å øke betydelig. Andelen øker fra vel 10 prosent i 2010 til opp mot 30 prosent i 2035 i 450 Scenario. Biomasse og avfall er de viktigste fornybare energikildene i dag. I 450 Scenario blir den globale bruken av biomasse og avfall nesten doblet.

4.4 Energimarkedene i Europa blir mer integrert

Siden 80-tallet har det vært en tydelig trend mot økt markedsintegrasjon i kraftmarkedet og økt bruk av markedspriser både i gassmarkedet og i krafthandelen mellom land. Dette er et resultat av en politisk ønsket utvikling i EUs indre marked.

⁹ IEAs Energy Technology Perspectives 2008 bygger på et annet sett av scenarier enn IEAs World Energy Outlook 2011.

Som en følge av politisk påtrykk for økt integrasjon, pågår det en rekke prosesser i regi av markedsaktører, sentralnettsoperatører og kraftbørser i Europa. Utvidet markedsintegrasjon og økt bruk av markedsmekanismer følger direkte av implementeringen av den tredje energilovpakken i EU, se avsnitt 4.4.1.

EU har i flere tiår arbeidet for å utvikle det indre markedet for energi. Utviklingen har gått langsomt, men liberaliseringen av både gassmarkedet og kraftmarkedet har skutt fart de senere årene. Etableringen av det indre markedet krever at det løses opp i de tradisjonelle vertikalt integrerte monopolstrukturene (det vil si at produksjon, nett og distribusjon organiseres hver for seg). Samtidig fokuserer EU på å øke og bedre utnyttelsen av overføringskapasiteten mellom medlemslandene. Kraftutvekslingen mellom land var inntil nylig i hovedsak basert på avtaler inngått på forhånd, men utviklingen går nå mot handel gjennom markedskobling, det vil si at handelen bestemmes samtidig med prisene på kraftbørsene. Det innebærer at overføringskapasiteten utnyttes mer effektivt, og at kostnadene reduseres og fleksibiliteten øker i det samlede systemet.

Markedsutviklingen og -organiseringen er viktig av flere grunner, ikke minst for å få en mer effektiv ressursutnyttelse, bedre forsyningssikkerhet og gjennomføring av klimapolitikken til lavere kostnader. Utviklingen mot mer markedsintegrasjon, mer internasjonal handel og bruk av markedsbaserte virkemidler er en langsiktig trend. EUs veikart for energisektoren mot 2050 understreker betydningen av videre markedsintegrasjon og utvikling av markeds plasser og reguleringer, for å gjennomføre omleggingen av energisystemet på en kostnadseffektiv måte.

4.4.1 Den tredje energimarkedspakken

Som et ledd i utviklingen av et integrert indre energimarked, ble den tredje energilovpakken vedtatt 13. juli 2009.¹⁰ Målet med pakken er å innføre felles regler for produksjon, transmisjon, distribusjon og forsyning av elektrisitet og gass, og å utvikle et konkurransebasert, sikkert og miljømessig bærekraftig energimarked i EU. Direktivene i pakken setter opp felles regler og krav på en rekke områder.

¹⁰ Energilovpakken inneholder Directive 2009/72/EC og Regulation (EC) No 714/2009 som omhandler kraftmarkedet, og Directive 2009/73/EC og Regulation (EC) No 715/2009 som omhandler gassmarkedet.

Energimarkedspakken gir ikke i seg selv vesentlige endringer i organiseringen av norsk (og nordisk) kraftsektor, men har betydning for handelen mellom Norden og de øvrige markedsområdene i Nord-Europa. Direktivet pålegger blant annet at regulator skal være uavhengig av bransje og politisk myndighet, hvorav det siste er nytt. Regulators rolle som tilsynsmyndighet styrkes. Gjennom pakken opprettes to nye samarbeidsorganer, ACER for regulatorne og ENTSO-E for systemoperatørene.¹¹ Norges deltakelse i disse vil formelt bli avgjort gjennom EØS-prosessen.

Den tredje energimarkedspakken beskriver en ny prosedyre for utvikling av regelverk der ACER og ENTSO-E har spesifikke roller. I ACER skal reguleringsmyndighetene samarbeide for å sikre et rammeverk for markedene som bidrar til markedsintegrasjon og tilrettelegging for handel på tvers av land og systemgrenser. ENTSO-E skal blant annet sikre at det indre markedet for elektrisitet fungerer effektivt på tvers av land- og systemgrenser. En viktig oppgave er etablering av regionale samarbeidsgrupper for å fremme regionale børser og markeds plasser.

4.4.2 Markedskobling og prisområder i det nordeuropeiske kraftmarkedet

Det nordiske kraftmarkedet var inntil nylig verdens eneste kraftmarked med full markedsintegrasjon mellom flere land. Full markedskobling innebærer at prisene for hele området fastsettes samtidig for Norge, Sverige, Finland og Danmark. På den nordiske kraftbørsen (Nord Pool Spot) beregnes det for hver time én felles pris for hele det nordiske markedsområdet, den såkalte systemprisen, basert på budgivning fra et stort antall nordiske produsenter og (større) forbrukere. I tillegg beregnes det områdepriser for å ta hensyn til situasjoner der nettet begrenser overføringen mellom markedsområdene. Handelen mellom markedsområdene bestemmes med andre ord av aktørenes bud i markedet.

Det har skjedd en gradvis utvikling mot økt bruk av kraftbørsene for å bestemme handelen mellom Norden og nabolandene i EU. Utveksling mellom Norden og Tyskland og Nederland skjer i dag gjennom børsene. En tilsvarende utvikling finner vi mellom andre land i Nord-Europa. Handelen mellom Tyskland og Nederland, Østerrike, Belgia og Frankrike er også basert på børsene. Det innebærer at Norge *markedsmessig* er inte-

¹¹ Det er opprettet tilsvarende samarbeidsorganer for gass.

grert med hele dette området. Markedskobling mellom Frankrike og Nederland, betyr for eksempel at prisene i Frankrike påvirker utvekslingen mellom Norge og Nederland, og dermed prisene i Norge (kapittel 14 gir en nærmere beskrivelse av organisering og markedsvirkninger av krafthandel mellom land). Dette er en utvikling som er ønsket av EU og som ENTSO-E jobber med å videreutvikle. Mot 2030 og 2050 er det grunn til å tro at markedskoblingen vil bli videreutviklet og utvidet til å gjelde flere land i Europa.

Inntil november 2011 er det bare Norge og Danmark som har vært inndelt i flere prisområder. Danmark er delt i to faste prisområder (øst og vest), mens Norge har vært delt i fra to til fem prisområder. Prisområdeinndelingen i Norge avhenger av markeds situasjonen. Fra og med november 2011 er Sverige delt inn i fire faste prisområder. Den nye inndelingen i Sverige kommer som en følge av at Danmark påklaget Sveriges tidligere praksis, der interne flaskehals delvis ble håndtert ved å redusere utnyttelsen av utlandskablene, inn for EU. Det er oftest like eller ganske like priser i markedsområdene i det nordiske engrosmarkedet.¹²

4.5 Norske muligheter i framtidens europeiske kraftsystem

Utviklingstrekkene for europeisk kraftsektor, ikke minst knyttet til avkarboniseringen av energiforsyningen, stiller systemene overfor nye utfordringer som også vil ha stor betydning for norsk kraftsektor. Utviklingen vil gi økt etterspørsel etter fornybar energiproduksjon generelt, og etter fleksibel fornybar kraftproduksjon spesielt.

4.5.1 Etterspørsel etter fornybar energi

På veien mot et utslippsfritt kraftsystem i Europa i 2050, må andelen fornybar energi og fornybar kraftproduksjon øke. I 2020-perspektivet har de fleste landene lagt planer for å oppfylle fornybar målene ved å øke produksjonen hjemme, se boks 4.3. På lengre sikt kan dette bli en utfordring, særlig for land som har begrensede fornybare energiresurser.

Som nevnt kan det både før og etter 2020 bli aktuelt å øke bruken av fleksible mekanismer og

¹² Engrosprisen er prisen som noteres på kraftbørsen. Der som det ikke er flaskehals mellom markedsområdene, blir engrosprisen den samme. Sluttbrukerprisene kan likevel variere på grunn av ulike nettariffer og avgifter.

Boks 4.7 Norsk fornybarproduksjon i klimapolitisk sammenheng

Investeringer i fornybar kraftproduksjon i Norge kan påvirke utslippene av klimagasser på kort og lang sikt via et dynamisk samspill mellom markeds-, politikk- og teknologivirkninger over tid.

Økt produksjon av fornybar kraft i Norge har stort sett de samme markedsvirkningene som økt fornybarproduksjon i andre land i Europa. Andelen fornybar energiproduksjon øker (varig), og kvoteprisen blir lavere på kort sikt. Dette kan gjøre det lettere å stramme til klimapolitikken og senke kvotetaket i neste omgang (mot 2020 og etter 2020).

Hvis markedsaktørene forventer at en lavere kvotepris gir strammere politikk på lengre sikt, kan det blir mer lønnsomt å spare kvoter, noe som reduserer utslippene også på kort sikt. Forventninger om en strammere klimapolitikk på lang sikt stimulerer også til mindre investeringer i fossil produksjonskapasitet og gjør det mer attraktivt å satse på klimavennlig teknologi.

Om økt fornybar kraftproduksjon skal gi lavere utslipp både på kort og lang sikt, står og faller på troverdigheten til klimapolitikken på lang sikt. Dersom lavere kvotepriser i stedet undergraver tilliten til kvotesystemet og klimapolitikken, slik at markedsaktørene forventer lavere kvotepriser i framtiden, svekkes effektene. I så fall kan det at Norge innfører tiltak som reduserer kvoteprisen, medføre at Norge tar en ekstraregning som senker motivasjonen for ytterligere innstramming.

markedsordninger for å stimulere utbygging av fornybar energi. Særlig etter 2020 kan det tenkes at Norge, basert på våre betydelige vann- og vindkraftressurser, se kapittel 11, kan bli en eksportør av sertifikater for å bidra til at fornybarmålene kan nås i Europa. Samtidig peker EUs veikart for energisektoren på videre integrasjon med vannkraftlandene Norge og Sveits som avgjørende for å oppnå målene.

For Norge følger det både muligheter og utfordringer med økt produksjon av fornybar energi. For eksempel kan det gi økte system-, nett-, natur- og miljøkostnader. Spørsmål knyttet til fordeling av slike kostnader kan være avgjørende for om

Norge vil og kan påta seg en rolle som leverandør av fornybar kraft til Europa. Mangel på lokal aksept kan også utgjøre en viktig barriere for utbygging av fornybar energi og nye linjer, se kapittel 7.

Klimaendringene kan gi våtere og mildere vintre, noe som gir økt vannkraftproduksjon og redusert kraftforbruk om vinteren. Økt fornybarproduksjon og energieffektivisering bidrar isolert sett til et større og mer langvarig kraftoverskudd. Det gir i sin tur grunnlag for økt vekst i kraftintensiv industri og/eller flere utenlandsforbindelser.

4.5.2 Behov for fleksibel kraftproduksjon

Økende andeler fornybar kraftproduksjon gir økende innslag av uforutsigbar, uregelmessig og ufleksibel kapasitet som vindkraft, småskala vannkraft og solkraft. Behovet for forbruk, effektreserver og produksjonskapasitet som kan oppveie svingningene blir større. Samtidig reduseres omfanget av termisk kapasitet basert på kull og gass, som tradisjonelt har bidratt med fleksibilitet i systemet. Klimapolitikken gir større prisvariasjon i de termiske systemene: Kull- og gasskraftproduksjonen blir dyrere på grunn av kvoteprisen på CO₂, og start/stopp-kostnadene øker fordi CO₂-utslippene per kWh er høyere i oppstartsfasen. Det siste betyr at fleksibilitetskostnadene øker, se kapittel 14.

Dagens ambisjoner for utbygging av vindkraft og solkraft i landene omkring Nordsjøen tilsier en utbygging i størrelsesorden 150 GW vindkraft og 50 GW solkraft på lang sikt. Ut fra data for variasjoner i vindstyrke i området kan man slutte at samlet produksjon fra disse anleggene kan endres (både opp og ned) med 80-90 GW i løpet av to til tre timer. En slik endring kan forutses, men det vil være usikkert nøyaktig *når* endringen slår inn. Det hører med i bildet at vindkraftproduksjonen kan variere betydelig også fra år til år. Analyser basert på foreliggende data antyder en variasjon på +/- 15 prosent, noe som kan utgjøre betydelige energimengder etter hvert som andelen vindkraft øker. Siden mye av vindkraften i Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia ligger i det samme «vindbeltet» vil ikke slike variasjoner utjevnes mellom områder i særlig grad.

EUs veikart for energisektoren mot 2050 peker på behovet for fleksible ressurser som en utfordring. Større innslag av nye fornybare energikilder i Europa øker verdien av alle løsninger som kan bidra med fleksibilitet både på tilbuds- og etterspørselssiden. Disse framtidsutsiktene er en viktig bakgrunn for utviklingen av økt fleksibilitet

i termiske verk, Smart Grid-konsepter, og ulike former for energilagring.

I dette bildet vil norsk vannkraft ha et konkurransefortrinn basert på den fleksibiliteten som allerede er innebygd i systemet, men det er også et betydelig potensial for å øke fleksibiliteten ytterligere gjennom investeringer i eksisterende vannkraftverk (NVE, 2011a). Ved å øke effektkapasiteten kan mer av vannkraften produseres i timer når etterspørselen er høy (om dagen) og/eller vindkraftproduksjonen er lav. Verdien av dette avhenger av kostnadene ved andre fleksibilitetsløsninger og i hvilken grad nettkapasitet, reguleringer og markedsorganisering gjør det mulig å «eksportere» fleksibilitetsprodukter fra Norge til andre land via utenlandsforbindelser. Norge kan ikke dekke hele Europas behov for fleksibilitet, men kan yte bidrag av stor økonomisk betydning.

Europas framtidige betalingsvilje og etterspørsel etter fleksibilitetstjenester vil være preget både av politikken og markedsutviklingen. Nye markedsløsninger for effekt og/eller reservekapasitet kan komme. Nye produkter og utviklingen på handelsplassene kan medføre økt handel – også med kortsiktig fleksibilitet – på tvers av landegrensene.

4.6 Utviklingstrekkenes betydning for norsk energisektor

Utviklingen i norsk økonomi, global klimapolitikk og utviklingen i energimarkedene rundt oss, vil være de viktigste driverne for norsk energisektor på lang sikt.

Norge står energimessig i en særstilling i europeisk sammenheng. Ikke bare har vi betydelig eksport av olje og gass, samtidig som vi nesten ikke bruker gass innenlands, men vi har også et kraftsystem som er nesten 100 prosent basert på fleksibel fornybar produksjon. I den forstand har vi allerede en kraftproduksjon som er i tråd med «framtidens utslippsfrie kraftsystem». I tillegg har vi store potensialer for å øke utnyttelsen av fornybar energi.

Befolkningsveksten, den økonomiske veksten og utviklingen i næringsstruktur trekker i retning av høyere energi- og kraftetterspørsel på lang sikt, men trenden er at energiintensiteten i økonomien reduseres. Høyere energipriser og økt fokus på energieffektivisering vil redusere energiintensiteten ytterligere.

Utslippsreduksjoner fra energisektoren i Norge fordrer først og fremst energieffektivisering og konvertering i den fossile delen av varme-

markedet, og omlegging fra fossile brensler til elektrisitet og fornybare energikilder i transportsektoren og på sokkelen.

EUs klima- og energipolitikk påvirker det norske energisystemet direkte via EØS-avtalen og indirekte ved at nabolandenes energisystemer endres betydelig. På basis av fornybardirektivet har Norge og EU avtalt at andelen fornybar energi i Norge skal øke fra om lag 58 prosent i 2005 til 67,5 prosent i 2020. Som en oppfølging av EUs 2020-mål kan det også komme strengere krav til energieffektivisering.

Utviklingen av politikk og markeder kan gi et betydelig kraftoverskudd i Norden de neste partiaårene. Fornybarutbygging basert på politiske mål og støtteordninger, økt vannkraftproduksjon på grunn av våtere og mildere klima, kombinert med energieffektivisering, trekker i den retningen. Likevel må vi i et 40-årsperspektiv også være forberedt på kortere eller lengre perioder med knapphet.

Svensk kjernekraft står for en betydelig del av produksjonen i det nordiske kraftmarkedet, og er viktig for den nordiske kraftbalansen. De svenske kjernekraftanleggene nærmer seg sin økonomiske levetid, og har de siste årene vært ute av produksjon i flere lengre perioder, blant annet i forbindelse med vedlikehold og oppgraderinger.

Økt produksjon av ny fornybar energi, utbygging av nettet og økt utveksling gir utfordringer knyttet til inngrep i naturen. Det er en utfordring å begrense skadevirkningene, skape aksept for slike inngrep og avveie til dels motstridende hensyn til natur, miljø og klima på en god måte. Økt utenlandshandel kan også gi økte kostnader knyttet til balansering av nettet. På den annen side gir økt utvekslingskapasitet større muligheter til å eksportere overskudd i våte år og importere kraft i tørre år.

Både kvotemarkedet og fornybardirektivet øker lønnsomheten av handel med kraft. EUs kvotemarked gjør fossil kraftproduksjon dyrere og hever kraftprisene. EUs fornybardirektiv fører til at kraftproduksjon basert på kull og gass byttes ut med kraftproduksjon basert på fornybar energi. Økningen i variabel og lite regulerbar fornybar kraftproduksjon, som vind og sol, påvirker markedene og gir betydelige systemutfordringer.

Omleggingen i EU vil ha stor betydning for markedsverdien og -mulighetene for norsk kraftproduksjon. Ikke minst vil verdien av fleksibel fornybar produksjonskapasitet, som norsk vannkraft med magasiner, øke. Kombinert med økt markedsintegrasjon gir omlegging av energisystemene på Kontinentet økte muligheter for eksport

av kraft og fleksibilitet. Hensynet til kostnadseffektivitet krever videre utvikling og tilpasning av markedene. Et eksempel på dette er diskusjonen om å etablere egne kapasitetsmarkeder. Dette vil igjen kunne påvirke de framtidige markedsmuligheter for fleksibilitet fra norsk vannkraft.

Innenfor rammene av EUs klima- og energipolitikk vil medlemslandene trolig velge ulike løsninger for energi- og kraftproduksjonen. Kjernekraften utgjør for eksempel en betydelig andel av dagens produksjonskapasitet i flere land, men er mange steder kontroversiell og under debatt. Fornybar energi kan neppe fylle et eventuelt gap etter kjernekraften på kort til mellomlang sikt. På lengre sikt kan fossile kraftverk med CCS være et alternativ dersom man lykkes med den videre utvikling av teknologien, og finner akseptable lagerløsninger. På mellomlang sikt vil gass trolig spille en rolle, mens utviklingen på lengre sikt avhenger av tilgangen på naturgass – og av klimapolitikk og teknologiutvikling.

Selv om det i kjølvannet av finanskrisen kan bli krevende for enkelte EU-land å nå 2020-målene, er det all grunn til å tro at EUs klimapolitikk, inkludert støtte til fornybar energi og energieffektivisering, vil prege utviklingen mot 2020.

På lang sikt – det vil si mot 2050 – må en kunne forutsette at det etableres felles, kostnadsriktige priser og et samordnet regime for håndtering av klimaproblemet. En overgang fra et sterkt politisert regime for tilgangs- og etterspørselsiden, med omfattende støtteordninger for både energiproduksjon og – effektivisering, til et mer markedsrettet regime, tilsier økende kraftpriser fram mot 2050.

Et sentralt spørsmål er hvordan Norge i lys av klimautfordringene og klimapolitikken kan utnytte tilgangen på fleksible og fornybare energiresurser til økt verdiskaping, samtidig som man i utformingen av norsk energipolitikk tar hensyn til forsyningssikkerhet, natur- og miljøkonsekvenser, og effektiv energibruk nasjonalt.

Del II
Sentrale energipolitiske spørsmål

Kapittel 5

Økende krav til forsyningssikkerhet

I dette kapitlet drøftes samfunnets avhengighet av energi og hva som sikrer en høy forsyningssikkerhet. Til sist presenteres utvalgets vurderinger av hva som skal til for å nå mål om forsyningssikkerhet.

Energiforsyning er kritisk infrastruktur i et moderne samfunn. Knapphet og avbrudd i tilgangen på energi kan være svært alvorlig og kostbart. I ytterste konsekvens står liv og helse på spill. Kravene til forsyningssikkerhet er høye og økende. Energi og spesielt elektrisitet benyttes til stadig flere oppgaver. I takt med økende effektivisering av energiforbruket, blir også sårbarheten for svikt i energiforsyningen større. En framtidig energipolitikk må derfor legge til rette for en robust og fleksibel energiforsyning som tåler betydelige påkjenninger fra naturen i form av ras, flom og ekstreme værforhold, og som kan håndtere store variasjoner i tilgangen på og etterspørselen etter energi. Her ser vi nærmere på

- hva som bestemmer behovet for forsyningssikkerhet og konsekvenser av avbrudd
- hvordan forsyningssikkerhet skapes eller ivaretas, og
- hvilke implikasjoner hensynet til forsyningssikkerhet kan og bør få for energipolitikken.

5.1 Hva er forsyningssikkerhet?

Forsyningssikkerhet handler om energiforsynings evne til å dekke forbrukernes etterspørsel etter energi uten vesentlige avbrudd eller begrensninger.

Moderne samfunn er basert på omfattende bruk av energi og er derfor avhengig av å ha en robust energiforsyning. Uten drivstoff stopper maskinene som driver landbruket, fabrikkene og det meste av transporten. Når elektrisiteten uteblir, lammes verdifull produksjon, vitale tjenester og funksjoner i samfunnet.

Norge har rikelig med energi. Vi eksporterer olje og gass og produserer strøm hovedsakelig basert på vannkraft. Hos oss handler sikker ener-

giforsyning først og fremst om å opprettholde kraftforsyningen under alle omstendigheter. Norge er også sårbar for svikt i tilgangen på raffinerte oljeprodukter som bensin og diesel, men dette faller utenfor utvalgets mandat. I dette kapitlet retter vi oppmerksomheten mot forsyningssikkerheten for elektrisk kraft.

Når det gjelder forsyningssikkerhet har Europa utfordringer på flere områder enn Norge. Der handler forsyningssikkerhet også om importavhengighet av kull, olje og gass, og om økende sårbarhet for variasjoner i vær og vind i takt med vanskelig regulerbar produksjon fra vindkraft og solkraft.

Forsyningssikkerheten vil aldri bli 100 prosent. Det ville kreve urimelig store investeringer i infrastruktur og produksjonsanlegg. Utfordringen er å finne et tilfredsstillende nivå for forsyningssikkerheten.

5.1.1 Sentrale begreper

Forskjell på energi og effekt

Effekt er energi per tidsenhet, og uttrykkes i watt (W). Effekten sier hvor stort det momentane forbruket eller produksjonen av elektrisitet er (eller kan være) på et bestemt tidspunkt. Energi uttrykker hvor stort forbruket eller produksjonen er over en periode, og angis ofte i kWh (kilowattime). Lar man en varmeovn med effekt på 1000 W (1 kW) stå på i en time, har man brukt en energimengde tilsvarende 1 kWh (kilowattime).

Ved feil i nettet eller produksjonsanlegg for kraft, kan det bli for lite tilgjengelig effekt, spesielt i de timene av døgnet hvor forbruket er høyest. Det hjelper lite om vannmagasinene er fulle, og vi sånn sett har nok energi, hvis tilgjengelig effekt i kraftverkene og nettet er mindre enn forbruket i et område. I de kaldeste og tørreste vintrene Norge har opplevd på 2000-tallet, har imidlertid utfordringen først og fremst vært knapphet på energi. Magasinfyllingen har blitt svært lav. Der-

som magasinene blir tomme, har vi knapphet på både effekt og energi.

Forskjell mellom knapphet og total svikt

En kan skille mellom knapphet og total svikt i tilgangen på energi. Dersom prisen på energi fastsettes i et marked og det oppstår knapphet, øker prisen inntil knappheten avtar og det er balanse mellom produksjon og forbruk. Kraftprisen er en viktig rasjoneringsmekanisme i et markedsbasert system som det norske. Ved svært stor knapphet, kan prismekanismen være utilstrekkelig, og det kan bli nødvendig å benytte rasjoneringsforskriftens bestemmelser om administrert rasjonering, se avsnitt 5.3.2. Siden dereguleringen i 1991 har det ikke vært nødvendig.

Total svikt i tilgang på energi betyr at energi ikke er tilgjengelig for brukerne innenfor et tidsrom. I praksis er faren for total svikt mer aktuell for elektrisitet enn for andre energibærere. Det skyldes kravet til momentan balanse i kraftsystemet siden elektrisitet ikke kan lagres. Total svikt vil typisk skyldes en feil i nettet eller en planlagt frakobling i forbindelse med arbeid på nettet. Det er også tenkelig at etterspørselen etter kraft for en periode er større enn produksjons- og importkapasiteten for samme periode, for eksempel en vinter eller svært kalde dager, men vi snakker da om knapphet og ikke total svikt.

Hva betyr n-1?

Forsyningssikkerhet i kraftforsyningen relateres ofte til n-1-kriteriet. Kravet innebærer at forsyningen skal kunne opprettholdes selv om det skjer en (1) feil i nett eller produksjonsanlegg. N-2 betyr at forsyningen skal kunne opprettholdes selv om det skjer to feil samtidig.

N-1 kan benyttes som drifts- og investeringskriterium. Som *driftskriterium* betyr n-1 at nettet og kraftsystemet for øvrig må drives på en slik måte at ingen forbrukere mister forsyningen selv om en enkeltkomponent får feil. I praksis betyr det at det til enhver tid må være ledig kapasitet i nett eller produksjonsanlegg tilsvarende den største enheten som kan få feil. Systemoperatøren må da blant annet sørge for at kraftflyten på kritiske ledninger ikke overstiger bestemte grenser. Nærmer man seg slike grenser, kan systemoperatøren blant annet stimulere produsenter og større industriforbrukere til å endre produksjon og forbruk i forhold til hva de ellers har planlagt. Som *investeringskriterium* betyr n-1 at nettet bygges ut slik at det under rimelige forutsetninger

alltid har nok kapasitet til at det kan driftes etter n-1.

I områder med svakt nett brukes av og til uttrykk som n-1/2 og n-0. N-0 beskriver en situasjon der alt forbruk i et avgrenset område vil miste strømmen dersom det inntreffer én enkelt feil. N-1/2 brukes om situasjoner hvor utfallet kan begrenses til deler av området eller utvalgte forbrukere dersom visse typer feil inntreffer. Man tilstreber da en kontrollert utkobling, slik at forbruk med lavest samfunnsøkonomisk verdi automatisk kobles ut for å redde resten av forsyningen.

Kriterier som n-1 sier ikke noe om omfanget av en svikt i forsyningen. Tiden det tar før forsyningen kan gjenopprettes, avgjør hvor alvorlig og kostbar svikten er. Hvor lang tid det tar, avhenger av hva som er feil og hvilke muligheter som foreligger for reparasjon eller reserveløsninger. De alvorlige konsekvensene er blant grunnene til at flere land opererer med n-2 som kriterium for forsyningen til for eksempel større byer.

Kvalitet

Ovenfor har vi fokusert på om energileveransene kan opprettholdes eller ikke. Men kvaliteten på leveransene er også viktig. I kraftnettet skal det leveres 50 Hz vekselstrøm (frekvens), med avtalte eller regulerte grenser for blant annet spenning. Avvik i frekvens eller spenning *kan* skade kundenes utstyr. Forsyningssikkerhet handler derfor ikke bare om sannsynlighet for avbrudd og tid for gjenoppretting av leveransene, men også om leveringskvalitet.

5.2 Konsekvenser av svikt i forsyningen

Elektrisitet er den eneste energibæreren som ikke kan lagres i noe omfang av betydning. Mangelen på lagringsmuligheter øker sårbarheten for avbrudd i strømforsyningen.

Hva skjer i samfunnet når strømmen blir borte?

De beredskapsmessige problemstillingene knyttet til helt eller delvis bortfall av kraftforsyningen er komplekse. Selv om man for egen del sikrer seg med nødstrømsaggregater, vil man kunne oppleve svikt i tilførselen av nødvendige varer og tjenester fordi leverandører eller transportører også er avhengige av strøm. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) har anbefalt at virksomheter med ansvar for samfunnskritiske

funksjoner systematisk kartlegger egen sårbarhet og planlegger for å kunne opprettholde nødvendig kontinuitet når uønskede hendelser, som blant annet avbrudd i kraftforsyningen, inntreffer (DSB, 2012).

Et varslet strømbrudd er mindre dramatisk og medfører lavere kostnader enn et avbrudd som kommer plutselig. Noen få timer uten strøm vil sjelden utgjøre noen direkte fare for liv og helse, men kan øke sannsynligheten for ulykker og dødsfall. Gater uten lys øker sannsynligheten for overfall, innbrudd og hærverk, og svikt i mobildekningen kan føre til at nødmeldinger ikke kommer fram. Generelt vil funksjonaliteten til vanlige kommunikasjonsmidler som telefon og internett, samt radio og TV, berøres. For industrien kan selv korte strømbrudd føre til full stans i produksjonen med fare for betydelige økonomiske tap.

Et lengre strømbrudd vil skape betydelige problemer for både husholdninger, næringsliv og vitale samfunnsfunksjoner. Vannforsyningen kan for eksempel bli rammet fordi vannverkene er avhengig av strøm til drift av pumper og renseanlegg. I matforsyningen er kraft nødvendig for melkeproduksjon, fjærkre, veksthus og fiskeoppdrett. Spesielt utsatt er de som er avhengig av elektrisitet for oppvarming.

Sannsynligheten for et strømbrudd over flere dager i et større område er svært liten. En kan imidlertid ikke utelukke langvarig kraftrasjonering i en landsdel eller et område.

Verdien av sikker strømforsyning for samfunnet

Knapphet eller total svikt i energiforsyningen medfører ulemper. Vi kan skille mellom kostnader som kan verdsettes og ulemper som ikke kan måles i penger, og mellom direkte og indirekte virkninger.

NVE har fått utarbeidet metodikk for å anslå kostnadene ved avbrudd i kraftforsyningen, såkalte avsavnsverdier. Ved et konkret avbrudd estimeres hvor mye energi nettselskapets kunder har «gått glipp av» (ILE – Ikke Levert Energi). Denne mengden verdsettes til avsavnsverdiene og benyttes ved den økonomiske reguleringen av nettselskapene. Avsavnsverdiene avhenger av om et strømbrudd er varslet eller ikke, når på året og døgnet strømbruddet finner sted, hvor lenge det varer og hvem som mister strømmen.

Indirekte virkninger fanges ikke opp av avsavnsverdiene NVE beregner og *kan* være mer omfattende enn de direkte kostnadene. Det er krevende å tallfeste de indirekte ringvirkningene av et strømbrudd, slik som stans i transportsyste-

mer, IT-systemer, telenett og i betalingsformidlingen. Ubehaget ved at huset blir kaldt og mørkt, er vanskelig å kvantifisere. Dersom jernbanenettet mister strømmen, vil den direkte virkningen være tapte billettinntekter og økte kostnader til leie av busser og taxi. Men konsekvensene for passasjerene, deres arbeidsgivere og familier når de kommer for sent til reisemålet, er i mange tilfeller umulig å verdsette. Det er vanskelig å tallfeste både hvor raskt og hvor mye kostnadene stiger med strømbruddets varighet.

For samfunnet er utfordringen at verdien av en sikker forsyning er større enn summen av betalingsviljen til hver enkelt. Uten et godt estimat på verdien av sikker strømforsyning, er det vanskelig å bestemme hva som er et fornuftig nivå på investeringer i forsyningssikkerhet. De alvorlige og til dels uoversiktlige samfunnsmessige konsekvensene ved avbrudd legitimerer imidlertid relativt høye krav til forsyningssikkerhet. Som hovedprinsipp planlegger og drifter Statnett sentralnettet ut fra n-1-kriteriet.

Det at energibruken har ulik verdi for forskjellige formål, kunder og tidspunkt har viktige konsekvenser for hvordan eventuell knapphet kan og bør håndteres. Ideelt sett bør forbruk med lav betalingsvilje reduseres mest mulig før forbruk med høyere betalingsvilje reduseres. Som påpekt i avsnitt 5.3.2, tilsier det at priser bør spille en sentral rolle i håndtering av knapphet. Dette er også årsaken til at rasjoneringsplanene blant annet legger vekt på prismetriser for å skille mellom ulike typer forbruk.

Energi er viktig for produksjon av praktisk talt alle varer og tjenester. Det er ikke biobrensel eller strøm som sådan forbrukerne vil ha, men tjenester som for eksempel varme, lys og ventilasjon. Mange apparater kan ikke bruke noe annet enn elektrisitet. I Norge har vi også svært mange bygninger som kun benytter elektrisitet til oppvarming. Denne avhengigheten av elektrisitet øker konsekvensene av avbrudd. På et gitt tidspunkt er energiforbruket bundet av eksisterende utstyr, for eksempel til oppvarming. På lengre sikt kan imidlertid slike anlegg bygges om eller skiftes ut, slik at fleksibiliteten øker og sårbarheten reduseres.

Trender som påvirker forsyningssikkerheten

Forsyningssikkerhet har fått større oppmerksomhet fordi samfunnets og den enkeltes avhengighet av elektrisk energi har økt og forventes å øke ytterligere. Velstandsøkningen og den teknologiske utviklingen er to grunner til dette. Med økonomisk vekst øker etterspørselen etter pro-

dukter som krever elektrisk energi. Den teknologiske utviklingen har gjort elektriske produkter rimeligere og vanligere blant husholdninger og bedrifter. Stadig flere prosesser utnytter IKT og er dermed i stor grad avhengig av strøm for å fungere. Utviklingen har økt kravene til leveringskvaliteten for strøm.

Som følge av den økonomiske veksten har verdiskaping per kWh steget, noe som i seg selv øker kostnadene ved avbrudd i energileveransene. Kravene til forsyningssikkerhet kan ventes å øke over tid.

Tilflytting til byene bidrar til at energiforbruket vokser på steder som typisk ligger langt unna kraftverkene. Kravet til forsyningssikkerhet øker da behovet for kapasitet i nettet. På den annen side kan sammensetningen av energibruken være annerledes i byene. Blant annet betyr sentralisert bosetting en bedre mulighet for fjernvarme. Den totale virkningen på forsyningssikkerheten av endringer i bosetningsmønster og næringsstruktur er usikker.

Et vesentlig trekk ved elektrifiseringen av dagliglivet, både i hjemmene og på arbeidsplassene, er at det vokser fram teknologier for bedre styring og kontroll av energiforbruket. Resultatet av en slik utvikling kan være noe mindre behov for effektkapasitet og eventuelt energi, enn vi ellers ville hatt.

Såkalte smarte nett (Smart Grid) og avanserte måle- og styringssystemer (AMS) er en del av denne utviklingen. AMS består av en strømmåler og dataprogram som kan lese av måleren og eventuelt ta imot signaler om å koble forbruksutstyr ut eller inn. AMS åpner for at strømkundene får bedre informasjon om kraftforbruket sitt, mer nøyaktig avregning og mulighet for enkel og eventuelt automatisk styring av forbruket. Smart Grid bygger på avansert teknologi som setter disse mulighetene i system, og legger til rette for å utnytte mulighetene med AMS i stor skala. Sentralnettet regnes som smart, fordi det allerede har avanserte måle- og styringssystemer. Med utbygging av AMS kan også distribusjonsnettet bli smart. Blant annet åpner smarte nett for at nettselskapene hurtigere og mer presist kan identifisere årsaker til og avhjelpe driftsforstyrrelser i nettet. I enkelte tilfeller kan problemer oppdages og utbedres før kunden merker det. Automatisering og smarte nett kan jevne ut forbruket gjennom døgnet, noe som bidrar til å redusere konsekvensene av og sannsynligheten for effektknapphet. Det er imidlertid for tidlig å si hvor mye dette vil bety. På kort sikt er nytten av AMS trolig større i utlandet enn i Norge, fordi vi allerede har relativt

stor fleksibilitet i det norske kraftsystemet. Men her går utviklingen fort og Norge kan få stor nytte av AMS-teknologien framover. Selv om AMS øker fleksibiliteten, og sannsynligheten for avbrudd blir mindre, vil konsekvensene av avbrudd fortsatt være alvorlige.

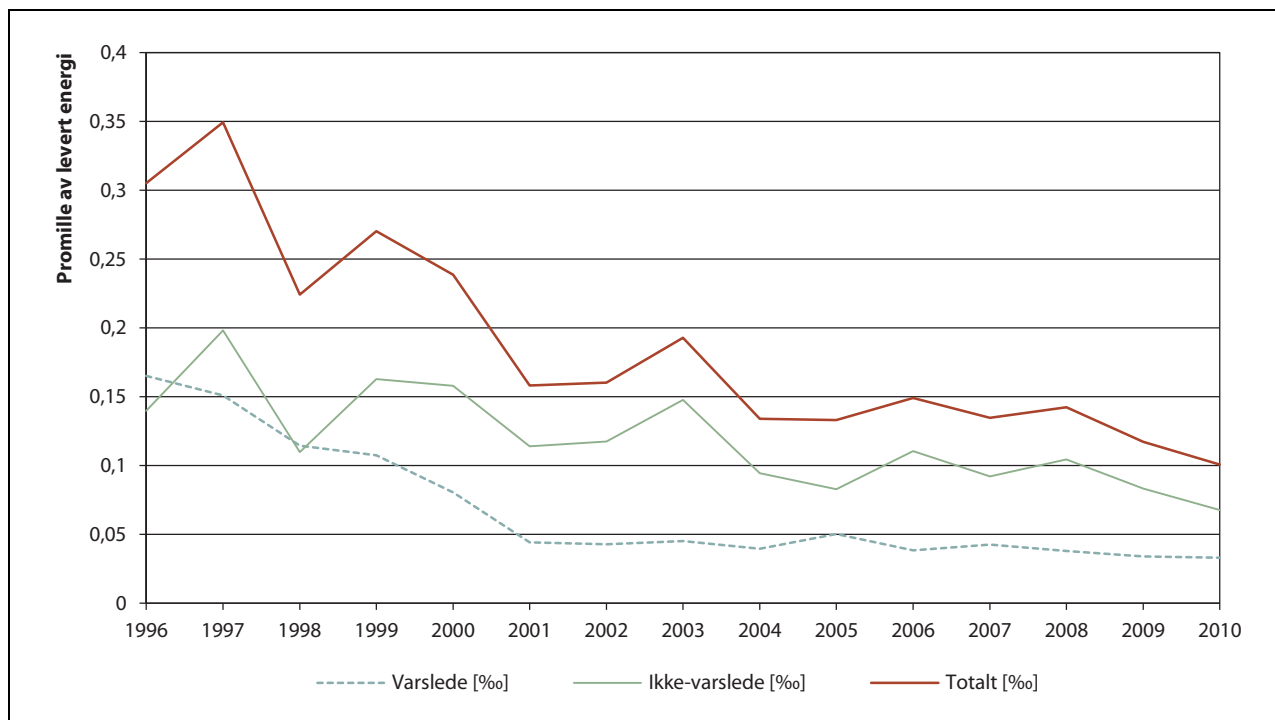
5.3 Forsyningssikkerheten i Norge

NVE utarbeider årlig avbruddsstatistikk for Norge. Den viser at leveringspåliteligheten for strøm er stabil og god i Norge. Norske strømkunder mister i gjennomsnitt strømmen 1,6 ganger i løpet av et år. Hvert strømapbrudd varer i gjennomsnitt litt over en time. Andelen ikke levert energi (i forhold til levert energi) har vist en fallende tendens de siste 15 årene, jf. figur 5.1. Ved internasjonale sammenligninger er det vanlig å fokusere på hvor lenge kundene har vært uten strøm i løpet av året på grunn av avbrudd som ikke er planlagt. I Norge og Storbritannia viser statistikken en fallende trend. Her er nivået i underkant av 100 minutter årlig avbruddstid for en gjennomsnittskunde. Frankrike, Tyskland og Nederland ligger noe lavere, mens andre land ligger høyere, med Polen på hele 400 minutter.

De siste årene har også vist en økende hyppighet av ekstreme værforhold, sist ved orkanen Dagmar i romjulen 2011. Erfaringen til nå er at konsekvensene kan bli særlig store i distribusjonsnettene. Sentralnettet og regionalnettet er gjennomgående bygget mer robust med høyere master og mer reservekapasitet enn distribusjonsnettet. Selv om distribusjonsnett i større grad enn regional- og sentralnett er gravd ned, er det nettopp luftledninger på lavspenningsnivå som lett rives ned av ras og av trær som blåser overende. Forsyningen til enkelte øysamfunn er også særlig utsatt.

5.3.1 Regionale utfordringer

De siste årene har det blitt tydelig at enkelte regioner har en sårbar kraftforsyning. I Midt-Norge har år med høyt forbruk og lave tilsig vært utfordrende, fordi produksjonen i regionen er mye mindre enn normalt forbruk. Regionen er avhengig av import fra andre områder, samtidig som nettkapasiteten til andre regioner har vært liten. I Hordaland har en av utfordringene vært at magasinkapasiteten er relativt lav i forhold til forbruket, slik at en uvanlig kald vinter med høyt forbruk og lite tilsig kan være problematisk. En annen utfordring i Hordaland er at maksimalforbruket



Figur 5.1 Ikke levert energi, i promille av levert energi

Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat

(effekt) er svært høyt i forhold til effektkapasiteten i regionen og nettkapasiteten til naboområdet. Redusert forbruk eller økt produksjonskapasitet kan forbedre forsyningssikkerheten. Redusert vinterforbruk kan imidlertid ikke fjerne faren for overløp og tapt kraftproduksjon i sommerhalvåret når magasinkapasiteten er begrenset og tilstøtende stort. Utvidelse av nettkapasiteten er derfor et nødvendig tiltak for økt robusthet.

Ut fra dagens kunnskap om kraftsystemet ligger de største framtidige utfordringene i forsyningen til de store byene og deres omland (Oslo og Stavanger)¹ og i Troms og Finnmark. Rundt Osloområdet er sentralnettet gammelt, og befolkningsveksten kan gi en betydelig økning i effektbehovet fram mot 2050, men det er også et scenario som viser redusert effektbehov. I Stavangerområdet er nettkapasiteten liten i forhold til forbruket. For Troms og Finnmark avhenger forsyningssikkerheten av både nye ledninger og ny produksjon. Elektrifisering av petroleumsvirksomhet kan spille en viktig rolle her. Statnetts planer for oppgradering av sentralnettet skal ivareta disse utfordringene.

¹ Bergens-området oppnår god forsyningssikkerhet med ledningene Sima-Samnanger og Modalen-Mongstad-Kollsnes. For Trondheims-området er blant annet ledningen Ørskog-Sogndal viktig.

I et kraftsystem som det norske kan en ikke unngå midlertidige regionale knapphetsproblemer. Det skyldes blant annet at kraftproduksjonen benytter stedbundne naturressurser med betydelig variasjon i tilgang, begrenset magasinkapasitet og at forbruksmønsteret stadig endrer seg på grunn av endringer i bosetting og næringsstruktur. Usikkerhet om forbruksutviklingen bidrar til at beslutning om nye kraftverk eller ledninger kan komme for sent til at anleggene kan bli ferdige samtidig med forbruksøkningene. Sammenliknet med ledetiden for nytt kraftforbruk er ledetiden for nye kraftverk lang, og den er enda lenger for nett. Langvarige konsesjonsprosesser for kraftverk og ledninger er en viktig årsak til de lange ledetidene. Dette påvirker planprosesser, spesielt innenfor nettutbygging. Erfaringene fra Midt-Norge og Hardanger har allerede påvirket hvordan Statnett nå arbeider med planer for framtidig nettutbygging. Se også boks 2.1 om situasjonen i Midt-Norge.

De spesielle utfordringer med vannkraften er nærmere behandlet i kapittel 3. Erfaringene fra det siste tiåret, tilsier at den økonomiske betydningen av regionale knapphetsproblemer er liten over tid. Selv om spotprisen i Midt-Norge i 2008 var nesten ti øre høyere enn på Østlandet, var differansen mindre enn to øre når en ser de siste ti år under ett.

5.3.2 Tiltak ved knapphet

Statnett SF har systemansvaret i Norge. Det innebærer at Statnett har ansvar for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon (inkludert import) og forbruk (inkludert eksport). Statnett har utviklet en rekke tiltak for å ivareta dette ansvaret.

Kraftpriser og nettariffer er de viktigste virkemidlene for å koordinere aktørenes tilpasning og håndtere knapphetssituasjoner.² I ordinære driftssituasjoner får områder med knapphet en høyere pris, noe som stimulerer til økt produksjon og redusert forbruk. Fleksible produsenter og store industriforbrukere reagerer mer og hurtigere på prisendringer enn husholdninger og tjenesteyting. Gasskraftverket på Kårstø vil vanligvis produsere mer når prisene er høye, mens Energiverk Mongstad styres mer etter varmebehovet i industrianleggene på Mongstad enn av kraftprisene.³ Dersom det ikke er flaskehals mellom to områder, blir prisene like. Det er Statnett som har ansvaret for å definere grensene mellom de ulike prisområdene (anmeldingsområdene). Bruk av prisområder er det enkelttiltak som på kort sikt har størst betydning for å sikre god ressursutnyttelse i den daglige driften av kraftsystemet.

Dersom Statnett blir bekymret for energi- eller effektbalansen i et konkret område, kan en rekke tiltak iverksettes. Tiltakene inkluderer informasjonstiltak, utsettelse av vedlikehold av nett eller kraftverk, midlertidige tiltak for å øke overføringskapasiteten, spesialregulering av produksjon (for å sikre optimal utnyttelse av nettet og vann i magasiner) og nettdrift med redusert driftssikkerhet (n-1/2 og n-0). Statnett har selv ansvar for å vurdere hvilken kombinasjon av tiltak som er best egnet i hvert enkelt tilfelle.

Svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS)

Skulle de ordinære tiltakene ikke være tilstrekkelige for å håndtere kraftsituasjonen, kan Statnett iverksette SAKS-tiltak. SAKS er forkortelse for Svært Anstrengte KraftSituasjoner. Et hovedkriterium for bruk av SAKS-tiltak er at faren for rasjonering vurderes som større enn 50 prosent. Det foreligger to typer av tiltak hvor bruken i hvert enkelt tilfelle må godkjennes av NVE:

² Statnett benytter også flere andre tiltak i ordinære driftssituasjoner. Ulike markedsmekanismer benyttes for å stimulere aktører til å tilpasse produksjon og forbruk til fysiske begrensninger i nettet.

³ Ifølge Naturkraft har produksjonen på Kårstø de siste tre årene variert mellom 1,5 og 2,8 TWh årlig.

- Innløsning av energiopsjoner, som er avtaler med kraftforbrukere som under bestemte vilkår kan redusere sitt energiforbruk over en viss tid. Bedriftene mottar en kompensasjon for å være i slik beredskap (opsjonspremie). Dersom Statnett ønsker å benytte opsjonene, mottar virksomhetene en avtalt kompensasjon for å redusere forbruket. Til nå har større industriforbrukere levert de rimeligste tilbudene om energiopsjoner.
- Igangsetting av reservekraftverk. Statnett har om lag 300 MW gassturbiner fordelt på Nyhamna og Tjeldbergodden. Kraften vil eventuelt bli solgt i Elspot, ikke direkte til enkelte kraftforbrukere.

Reglene omkring SAKS-tiltakene ble utformet etter vinteren 2002/03 da bekymringen for energiknapphet var spesielt stor. Vinteren 2009/10 fikk Statnett også tillatelse til å ha reservekraftanleggene i beredskap for effektstøtte dersom kritiske nettkomponenter i Midt-Norge skulle få feil eller man skulle komme i en vanskelig driftssituasjon. Vinteren 2011 hadde vi noen situasjoner med effektknapphet i Norge og Norden, blant annet på grunn av sviktende kjernekraftproduksjon i Sverige, se boks 3.2. Forekomsten av effektknapphet tilsier at det er behov for å gjennomgå SAKS-tiltakene og tilhørende kriterier i lys av mer genuine effektproblemer.

Rasjonering

I helt spesielle knapphetsperioder kan både fleksibiliteten på forbruks- og produksjonssiden og alle tiltakene for å øke utnyttelsen av nettet bli for lite. For å hindre sammenbrudd i kraftforsyningen er administrert rasjonering siste utvei. Rasjonering betyr at ikke alle kan bruke strømmen som de selv ønsker, men at beslutninger om både produksjon og bruk av kraft langt på vei flyttes til myndighetene. Rasjoneringsforskriften inneholder hjemmel og prosedyre for å håndtere slike situasjoner. Det ordinære markedet har da i en viss forstand utspilt sin rolle: ytterligere økning i pris gir ingen vesentlige utslag i tilbud eller etterspørsel.

Utarbeidelsen av rasjoneringsplaner må skje i tett dialog med kommunene og innehavere av samfunnskritiske funksjoner. Rasjonering kan gjennomføres på to måter:

Kvoterasjonering foregår ved at rasjoneringsmyndigheten (NVE) vedtar at forbruket innenfor et område må reduseres med en viss andel. Nettselskapene må da tildele hver enkelt sluttbruker en kvote (et visst antall kWh) som kan disponeres

innenfor et gitt tidsrom (for eksempel per uke). For forbruk utover tildelt kvote, skal det i følge NVEs veileder til rasjoneringsforskriften betales en «avskrekkende høy pris».

Sonevis roterende utkobling er nødvendig hvis ikke kvoterasjonering gir de tilsktede besparelsene. Velferdstapet er normalt størst med sonevis utkobling fordi man da ikke klarer å skille mellom prioritert og uprioritert forbruk, og er derfor ikke førstevalg ved rasjonering. Nettselskapene har laget utkoblingsskjema hvor soner kobles ut i en roterende tidssyklus. Når sonen er utkoblet, har ingen i sonen tilgang til kraft. Denne rasjoneringsformen krever svært strenge prioriteringer for å få gjennomført de nødvendige besparelsene.

Et sentralt poeng i rasjoneringsforskriften er at prisene under rasjonering *skal* være høye. Det er to enkle årsaker til det: Forbruksreduksjoner skal lønne seg, og produsenter som fortsatt har vann i sine magasiner, skal få betalt for at de har spart på vannet. De forbrukere som eventuelt får strøm i en slik situasjon, må belage seg på at kraftprisen kan være meget høy.

5.4 Hva skaper forsyningssikkerhet?

Som beskrevet i avsnitt 5.2 blir samfunnet stadig mer sårbart for svikt i energiforsyningen. På kort sikt må knapphetssituasjoner håndteres gjennom driften av kraftnettet og fleksibilitet på produksjonssiden (hovedsakelig magasindisponeringen) og forbrukssiden. På lang sikt er energieffektivisering, forbrukerfleksibilitet, investeringer i kraftnett og ny produksjonskapasitet vesentlig. Se også avsnitt 3.4 om energifleksibiliteten.

5.4.1 Nettet er avgjørende for forsyningssikkerheten

Kort sikt

På kort sikt er det to forhold som er avgjørende for nettet. For det første må nettet vedlikeholdes løpende og systematisk. For det andre må nettdriften foregå innenfor gode sikkerhetsmarginer, med gode prosedyrer og rutiner som sikrer optimal utnyttelse av infrastrukturen. Statnetts drift av sentralnettet har stor betydning, men driften av regional- og distribusjonsnett er også viktig. Utviklingen av smarte nett øker muligheten for aktiv drift av nettet og stiller også større krav til kompetanse og rutiner.

Drift og vedlikehold av nettet skjer normalt under hensyn til n-1-prinsippet, se avsnitt 5.1.1. I

spesielle situasjoner kan Statnett drive nettet med lavere sikkerhet for å unngå utkoblinger av forbruk så lenge nettet er i orden. Dilemmaet er typisk at fortsatt drift etter n-1-kriteriet innebærer utkoblinger av noen forbrukere og/eller fare for høye kraftpriser dersom området er et eget anmeldingsområde, mens drift på dårligere sikkerhetsnivå (n-0 eller n-1/2) kan få mer alvorlige konsekvenser dersom det oppstår en feil i nett eller produksjonsanlegg. Drift med redusert driftssikkerhet øker derfor risikoen for alle forbrukere i et område, men kan bidra til et moderat prisnivå.

Lang sikt

På lengre sikt er investeringer i nettkapasitet vesentlig for forsyningssikkerheten. Utfordringen er å ha tilstrekkelig kapasitet for mange ulike og til dels uforutsigbare situasjoner, og etablere denne kapasiteten i tide. Det fordrer at netteierne, i første rekke Statnett, har tilstrekkelig kompetanse, mandat og kapasitet til å planlegge og vurdere framtidens nett. Statnett må synliggjøre et bredt utvalg av scenarioer, med ulike kombinasjoner av energieffektivisering, energibruk og produksjon, på et tidlig tidspunkt. Planlegging av framtidig nett er en uvanlig komplisert oppgave, blant annet fordi store endringer i kraftforbruket kan komme i løpet av få år, mens det kan gå mer enn ti år fra man starter vurderingen av et nytt nettprosjekt til det står ferdig. Hvis nettet ikke skal være en flaskehals for utbygging av ny produksjon eller nytt kraftforbruk, må man akseptere at nettprosjekter senere kan framstå som unødvendige eller for store. Omfanget av unødvendige nettinvesteringer kan imidlertid begrenses ved å legge vekt på å planlegge og klargjøre flere alternativer før det endelige behovet er avklart. Eventuelt kan en fastsette konsesjonsvilkår med krav om at spesifikke endringer i etterspørselen etter nettkapasitet skal avklares før nettprosjektene kan realiseres. En avgjørende forutsetning er uansett at konsesjonsprosesser for nett er forutsigbare, både innholdsmessig og tidsmessig.

5.4.2 Produksjonssidens roller

På kort sikt er godt vedlikeholdte og driftsklare kraftverk og forsvarlig magasindisponering svært viktig for forsyningssikkerheten. Se kapittel 3 for en nærmere drøfting av rammene for magasindisponering. På lang sikt er det vesentlig at investeringer i ny effekt- og energikapasitet gjennomføres på rett tid og i riktig omfang.

Mer desentral og ustabil kraftproduksjon

Nye kraftverk som er aktuelle å bygge i Norge er i mange tilfeller relativt små, er geografisk spredt og vil i begrenset grad kunne regulere produksjonen. Videre lokaliseres vannkraft og vindkraft der naturressursen finnes, ikke der forbruket er.

Både vindkraft og solenergi er prisgitt været, uten mulighet til å lagre energi. Småkraftverk bygges som regel uten nevneverdig magasinkapasitet. Vindkraft har imidlertid høy vinterproduksjon, og mange småkraftverk ligger i lavlandet og kan komme i produksjon flere uker før snøsmeltingen starter i høyt fjellet.

En energiforsyning med mer spredt og mer ustabil kraftproduksjon stiller større krav til nettet enn før, både i form av høyere kapasitet og mer avansert styring av nettet og resten av kraftsystemet. Dersom en økende del av produksjonen foregår i kraftanlegg der produksjonskapasiteten varierer i takt med vinden og solen, stiger kravet til fleksibilitet i andre deler av kraftsystemet slik at samlet produksjon på ethvert tidspunkt blir like stort som samlet forbruk.

Markedsbaserte investeringer

Mange ønsker å bygge nye kraftverk. Tilgangen på fornybare ressurser begrenser hvor kraftverk kan plasseres. Rekkfølgen på utbyggingene avhenger blant annet av når investorene bestemmer seg. Myndighetene har begrenset innflytelse på når det investeres i ny produksjon, men kan i noen grad styre investeringene mot en bestemt region gjennom konsesjonsbehandlingen. Investeringsbeslutningene gjøres av markedsaktørene. Riktige prisforskjeller mellom områder er derfor svært viktig. Høye priser stimulerer til investering i ny produksjon i de områdene som trenger det mest. Mens tilstrekkelig nett i en viss forstand er sikret ved forskrift (nettselskap har som hovedregel plikt til å tilknytte nye kunder til sitt nett og om nødvendig bygge ut nettet), er det ikke en tilsvarende styring av produksjonskapasiteten.

Investeringer i ny produksjon medfører høy økonomisk risiko. Kraftverk basert på fornybar energi er kapitalintensive med lave driftskostnader, og lønnsomheten er sårbar for endringer i kraftprisene. Stabile og forutsigbare rammebetingelser og et velfungerende marked for egenkapital til kraftutbygging vil redusere risikoen. På samme måte som for nett, vil økt forutsigbarhet i konsesjonsprosessene ha betydning.

Den norsk/svenske ordningen med elsertifikater er et nytt virkemiddel som øker tilbudet av kraft i Norge og Sverige. Elsertifikatene reduserer risikoen ved investering i ny produksjon og bidrar slik sett til økt forsyningssikkerhet.

5.4.3 Etterspørselssidens roller

Med en svært høy andel elektrisitet til oppvarming er Norge sårbart i perioder med sterk kulde og lite tilsig. Dessuten er risikoen for feil i nettet større når belastningen er på det høyeste. En jevnere fordeling av kraftforbruket over året bidrar derfor til høyere forsyningssikkerhet. Redusert varmebehov og bruk av elektrisitet i stedet for fossile brenslere i transportsektoren og petroleumsvirksomheten bidrar til dette. Imidlertid tar slik omstilling tid.

På kort sikt er fleksibilitet i bruken av elektrisitet viktig for forsyningssikkerheten. Fleksibilitet i kraftforbruket betyr at man kan skifte til andre energibærere eller redusere forbruket dersom det oppstår knapphet. Boliger med mulighet for vedfyring og fjernvarmeanlegg som kan veksle mellom ulike brenslere, er en viktig kilde til fleksibilitet. For samfunnet har det stor betydning at deler av industrien kan redusere kraftforbruket i knapphetsperioder. Høye kraftpriser er drivkraften for å bytte energibærere og investere i fleksibilitet. Innføring av AMS og utbygging av smarte nett kan gjøre det enklere og mer lønnsomt for forbrukerne å justere forbruket.

For husholdninger og små virksomheter vil høye priser i en kort periode i liten grad stimulere til å bytte energibærere. De fleste har til daglig liten oppmerksomhet på hva de selv kan gjøre for å redusere sitt strømforbruk. Informasjon og motivasjon kan derfor ha stor betydning for å mobilisere tilpasning hos sluttbrukere. Det er imidlertid ikke nødvendig at alle forbrukere tilpasser forbruket til prisene, men jo flere som gjør det, jo bedre er det for forsyningssikkerheten.

I framtiden blir det trolig et stort behov for fleksibilitet også i overskuddssituasjoner. Med den omfattende utbyggingen av vindkraft som foregår i Europa, vil perioder (timer og dager) med svært høy kraftproduksjon i forhold til forbruket og tilsvarende lave priser oppstå stadig hyppigere. I slike perioder vil det være lønnsomt å bruke elektrisitet i stedet for andre energibærere. Bruk av elkjeler i varmesektoren kan spille en sentral rolle her. Med større variasjon i kraftprisene vil det være mer lønnsomt å kunne veksle mellom el og andre energibærere.

5.4.4 Handel med andre land

Handel har redusert Norges sårbarhet for tilfældige variasjoner i tilsig, temperatur og kraftforbruk. Med dagens installasjoner er forventet (gjennomsnittlig) tilsig til vannkraftverkene om lag 125 TWh. I et tørt og kaldt år kan tilsiget komme ned mot om lag 90 TWh samtidig som forbruket kan være høyere enn normalt. Takket være flerårsmagasiner kan kraftproduksjonen likevel bli større enn 90 TWh i tørrår. Får vi to eller tre tørrår på rad, er importmulighetene spesielt viktige. I våte år med tilsig opp mot 150 TWh er eksportmulighetene svært verdifulle siden vi da kan få godt betalt for overskuddskraften. Dagens nettkapasitet gir grunnlag for en netto eksport eller import i størrelsesorden 20 TWh i løpet av et henholdsvis svært vått eller svært tørt år. Import skjer når Norge har høyere priser enn nabolandene. Ved eksport må vi ha lavere priser enn nabolandene. Se kapittel 14 for en grundigere diskusjon av kraftutvekslingen med utlandet.

Handelsmulighetene eksponerer oss samtidig mot sårbarhet i andre lands kraftsystemer. Et vesentlig forhold er kjernekraften i Sverige og ellers i Europa. Kjernekraftverk er svært store produksjonsanlegg. Driftsproblemer i ett kjernekraftverk kan føre til at flere kjernekraftverk av samme type også stenges av sikkerhetshensyn. Erfaringsmessig tar det lang tid å vurdere omfanget av slike sikkerhetsproblemer. Problemene får smittevirkninger til nabolandene, herunder Norge, slik vi opplevde vinteren 2009/2010. En viktig lærdom fra dette er at det er strategiske fordeler ved å ha handelsmuligheter med flere land.

Handel er også viktig for den kortsiktige driftssikkerheten. I Norden har vi lang erfaring med felles reserver i kraftsystemet (kapasitet som kan settes inn momentant i tilfelle feil i nettet eller produksjonsanlegg). Ved å dele reservene kan hvert land klare seg med noe mindre. Gode handelsmuligheter bidrar også til mer stabile priser.

5.4.5 Like priser versus forsyningssikkerhet

Riktige priser har avgjørende betydning for magasindisponering, kraftflyt mellom regioner, fornuftig energibruk og for beslutninger om investeringer i energibruk, kraftproduksjon og nett. Gjennom prisene påvirkes produsenter og forbrukere til å tilpasse seg slik at kapasiteten utnyttes. Vedvarende prisforskjeller mellom regioner synliggjør behovet for å utvide nettkapasiteten.

Ved knapphet på energi vil markedspriser stige. På kort sikt vil en høy pris belønne dem

som kan øke produksjonen (de som har vann i magasinet) og dem som kan redusere forbruket av kraft. Tilpasningen blir vanligvis størst hos kraftprodusenter med fleksibilitet og store forbrukere, og minst i husholdningene. For en nærmere drøfting av prisenes roller vises det til vedlegg 3 og NVE (2012).

Bye-rapporten (Bye m.fl., 2010) tok opp behovet for flere og riktigere priser i kraftmarkedet for å ivareta sentrale mål for forsyningssikkerheten. Økt *mulighet* for prisvariasjon vil over tid gi jevnere priser både regionalt og over tid. Fordi knappheten varierer mellom ulike tidspunkt og sesonger, og fra sted til sted, er det viktig at prisene fastsettes for tilstrekkelig mange tidspunkt og geografiske punkt. En motsatt utvikling (sjeldnere prisfastsettelse og færre prisområder) gjør det vanskeligere å håndtere perioder med knapphet og vil svekke lønnsomheten i nødvendige investeringer. En øvre grense på prisene vil skape tvil hos kraftprodusentene om verdien av å spare på vannet, vanskeliggjøre en samfunnsmessig fornuftig magasindisponering og kan i verste fall øke faren for rasjonering. Forbrukerne vil da heller ikke få signal om knappheten og kan dermed ikke bidra til å løse knapphetsutfordringen. For forsyningssikkerheten er det viktig at prisdannelsen er mest mulig fri, men også at den foregår innenfor vel gjennomtenkte rammer, jf. avsnitt 3.2 om magasindisponering.

Høye priser i knapphetsperioder kan medføre uheldige fordelingsvirkninger. Godt utformede kontrakter kan imidlertid beskytte forbrukerne mot svært høye priser, samtidig som insentiver til energisparing i knapphetsperioder bevares. Selskaper som har prøvd dette har imidlertid erfart at det er vanskelig å forklare konsekvensene av slike kontrakter.⁴ Om kunden ikke forstår kontraktens innhold, påtar selgeren seg en betydelig risiko for å få misfornøyde kunder. Husholdninger med lav inntekt har fått støtte i vintre med svært høye strømpriser, slik det blant annet ble gjort vinteren 2011 gjennom bostøtten.

5.4.6 Andre energibærere

Avsnittene ovenfor behandler mekanismer som skal sikre forsyningssikkerheten i kraftmarkedet, hovedsakelig sett i lys av dagens vannkraftbaserte kraftforsyning. Framtidens kraftproduksjon i Norge blir mer diversifisert, jf. avsnitt 5.4.2 og

⁴ Selskapet Trondheim Kraft har tidligere markedsført en kontraktsform overfor husholdninger som ble kalt Fastpris med returrett.

kapittel 11. Blant annet vil innslaget av vindkraft og uregulerbar vannkraft øke. Fram mot 2050 kan vi også få andre typer kraftproduksjon. Husholdningenes bruk av ved når det er knapphet på strøm har stor betydning. Fra et forsyningssikkerhetsperspektiv er det gunstig med flere energibærere i energiforsyningen. Mangfoldet, med blant annet mer vind, bioenergi og eventuelt gass vil redusere sårbarheten for eksempel i tørrår. Bioenergi fungerer godt i tørrår og kan ta unna topper i kraftforbruket og være en stabilisator ved større innslag av sol- og vindkraft. Om vi får mer gasskraft eller bioenergi i Norge avhenger av lønnsomheten og av klimapolitikken.

5.5 Utvalgets vurderinger

Utvalget konstaterer at en robust energiforsyning er en viktig premiss for energipolitikken. Samfunnets krav til forsyningssikkerhet for energi er høye og økende. I framtiden blir vi mer avhengige av elektrisitet. Samtidig er det klart at robusthet koster. Det må gjennomføres kostbare investeringer, og utvidet kapasitet medfører synlige naturinngrep. Målet om en robust energiforsyning utfordrer ønsket om lave energipriser og naturvern.

Utvalget mener at både nettdrift, systemdrift og produksjonstilpasning fungerer tilfredsstillende i Norge. Omfanget av både planlagte og ikke-planlagte utkoblinger i kraftsystemet har vært fallende i mange år, og varigheten er generelt lav.

Gjennom de siste 20 år har kraftsektoren vært utsatt for flere ekstreme situasjoner med kaldt vær og høyt kraftforbruk, og perioder med lite nedbør og tilsig. Det har ført til perioder med høye kraftpriser i større eller mindre deler av landet. Prisvariasjonen har stimulert tilpasninger hos energibrukere og leverandører. Det har dermed ikke vært nødvendig å innføre rasjonering av kraft.

Utvalget mener verdien av riktige prissignaler er høy. Kraftpriser og nettariffr gir viktig informasjon og stimulerer til effektiv energibruk og effektiv drift av kraftverk og nett. Riktige priser gir signaler om lønnsomhet i investeringer. Krav om like priser kan medføre redusert forsyningssikkerhet eller sløsing med ressurser og økt behov for nett. Høye priser i knapphetsperioder belønner forbruksreduksjoner som kan redusere knappheten, men kan ha uheldige fordelingsvirkninger. Godt utformede kontrakter kan både beskytte forbrukere mot belastningen ved høye

priser og sørge for mer fleksibilitet i energiforbruket.

Energieffektivisering, reduserte varmetap i bygningsmassen og fleksibilitet i energiforbruket påvirker sammensetningen av og profilen på energibruken. Mulighet for bruk av flere energibærere til oppvarming er positivt, både i fjernvarmesystemet og individuelt hos forbrukere. Virkemidler for mer effektiv bruk av energi, må også ta hensyn til behovet for fleksibilitet.

Både nettutbygging og etablering av nye kraftverk er viktig for forsyningssikkerheten. Det kan ta ti år å få konsesjon for store ledningsprosjekter, mens det for nytt forbruk går vesentlig kortere tid. Saksbehandlingstiden for ny produksjon er kortere enn for de mest kompliserte ledningsprosjektene, men lenger enn for nytt forbruk. Samordning mellom ulike prosjekter blir dermed ekstra utfordrende. Av hensyn til forsyningssikkerheten mener utvalget det er et mål å få mer effektive og forutsigbare konsesjonsprosesser. Tiltak for å styrke forsyningssikkerheten må imidlertid sees opp mot naturvern og andre interesser som berøres, jf. drøftingen av dette i kapittel 7. Nettselskapene bør styrke planleggingen for å ha god beredskap for raske endringer i behovet for overføringskapasitet. Betingede konsesjoner for nye nettanlegg, som eventuelt kan realiseres dersom behovet tydeliggjøres, kan i enkelte tilfeller være nyttig.

Selv om samfunnet blir stadig mer sårbart for svikt i kraftforsyningen, og selv om vi utvikler et stadig mer robust kraftsystem, kan kraftforsyningen aldri garanteres med 100 prosent sikkerhet. For husholdninger kan vannbåren varme og mulighet for vedfyring gjøre dem mindre avhengige av elektrisitet. For kritisk infrastruktur, sykehus og kommuner er nødstrømanlegg nødvendig.

Eksisterende virkemidler for forsyningssikkerhet har stort sett blitt utformet med tanke på energiknapphet. De siste årene har synliggjort enkelte situasjoner som kan gi effektknapphet. Det er behov for å gjennomgå Statnetts virkemidler, SAKS-tiltak og tilhørende kriterier, i lys av rene effektproblemer.

Utfordringene med og vilkårene for magasin-disponering er drøftet i kapittel 3. Til tross for flere perioder med rekordlavt tilsig, har Norge ikke opplevd kraftrasjonering med dagens organisering av kraftmarkedet. På bakgrunn av større variasjoner i tilsiget og økende krav til forsyningssikkerheten for kraft har det blitt reist spørsmål om produsentene har tilstrekkelig gode insitamenter for magasin-disponering. Dette bør utredes nærmere.

Kapittel 6

Verdiskaping, velferd og fordeling

Verdiskaping skjer når verdien av det vi lager (varer og tjenester) er større enn verdien av ressursene som benyttes. Dette kapitlet gir en oversikt over verdiskapingen i ulike deler av energisektoren og fordelingen av avkastningen fra energiproduksjon mellom ulike aktører.

Utnyttelse og bruk av norske naturressurser har vært vesentlig for utviklingen av vårt velferds-samfunn og vår moderne livsstil. Energiforsyningen er av vital betydning for alle deler av samfunnet og fremmer verdiskaping. Nær en tredjedel av det norske kraftforbruket går til husholdningene. Kraftintensiv industri og treforedling bruker også nær en tredjedel. Annen industri bruker om lag 10 prosent av det totale norske kraftforbruket, mens privat og offentlig tjenesteyting står for om lag 20 prosent.

I kapitlet drøftes utsiktene framover sett fra kraftprodusentenes, kraftintensiv industris, teknologileverandørenes og lokalsamfunnet sitt ståsted. Felles for alle er at de ser muligheter for vekst i verdiskapingen i bransjen, men påpeker at gode og forutsigbare rammebetingelser har stor betydning for å utnytte verdiskapingspotensialet knyttet til energiressursene.

6.1 Energiens betydning for verdiskaping i Norge

Norges energiressurser har vært og er en viktig motor for utvikling av landet på flere plan. Først og fremst har utbygging av kraft og nett stimulert til utvikling og vekst over hele landet. Tilgang på energi er avgjørende både for etablering av boområder, for næringsutvikling, industrietablering og for å kunne tilby tjenester og tilbud innen blant annet utdanning og helse.

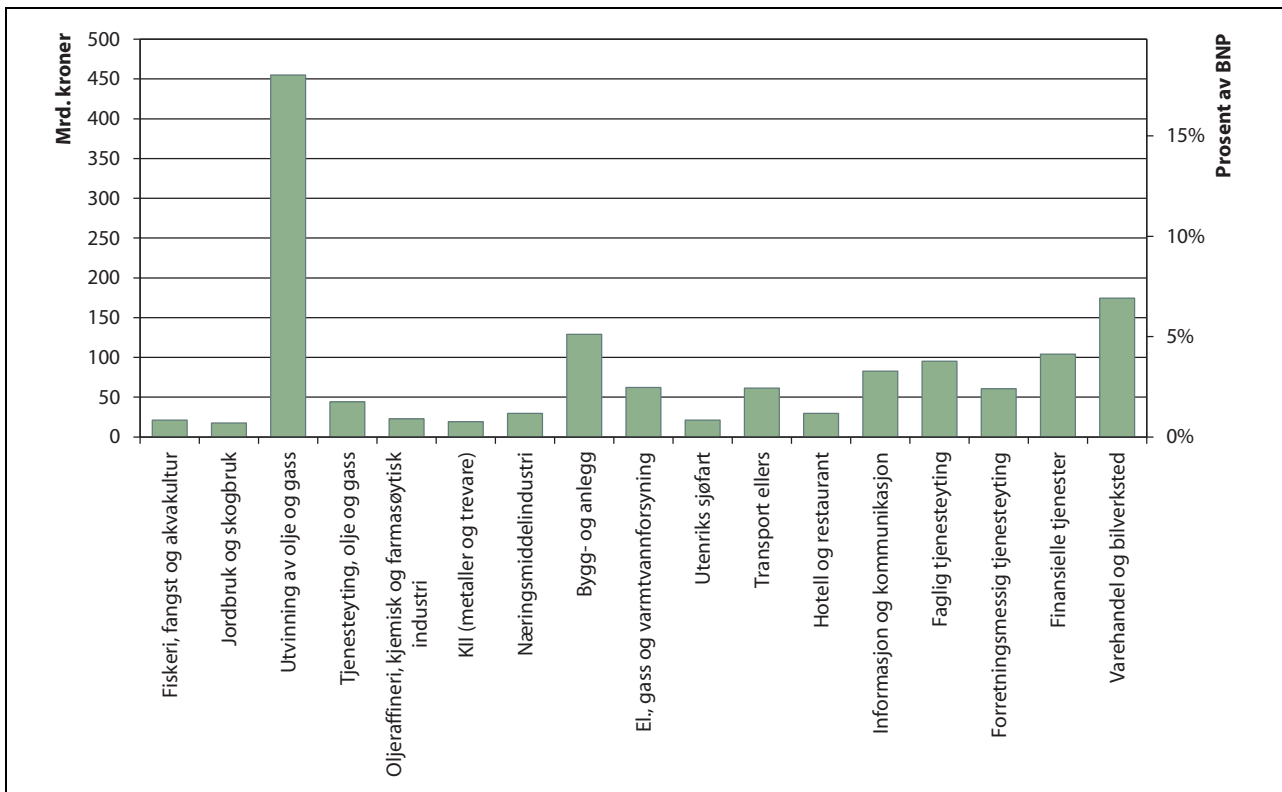
Historisk sett har nær tilgang på energi og andre viktige råvarer vært viktig for geografisk plassering av energirelatert industri. Ofte utgjør slike bedrifter et bærende grunnlag for bosetting i den regionen de er etablert. Slike industrisamfunn har ofte måttet tåle betydelige omstrukture-

ringer, men de utgjør fortsatt hjørnesteiner i bosettingsmønsteret, jf. figur 6.2. Bedriftenes betydning for bosetting er betydelig større enn den direkte sysselsettingen, da selve industriarbeidsplassene gir opphav til andre arbeidsplasser i form av leveranser og andre indirekte virkninger.

Sikker kraftforsyning til konkurransedyktige priser er også vesentlig for bedrifter og virksomheter som ikke defineres som kraftintensiv industri. For verkstedindustri, petroleumsrettede næringer, landbruk, næringsmiddelindustri, IKT, samferdsel, handel, reiseliv og annet tjenesteytende næringsliv, er kraftforsyningen en viktig del av samfunnets infrastruktur.

I offentlig statistikk beregnes verdiskaping som omsetning fratrukket kjøpte varer og tjenester. Et slikt mål på verdiskaping viser hvor mye som blir igjen til å lønne de viktigste bidragsyterne og interessentene: De ansatte gjennom lønn, kommunene og staten gjennom skatter og avgifter, kreditorerne gjennom renter på lån og eierne gjennom utbytte. For en nærmere beskrivelse av verdiskaping i samfunnsøkonomisk forstand, vises det til vedlegg 1.

Summen av all verdiskaping i Norge er vårt BNP (bruttonasjonalprodukt). BNP brukes vanligvis som mål for produksjon og velstand i et land. Norges velstandsnivå avhenger imidlertid også av en rekke forhold som ikke fanges opp i BNP. Blant annet avhenger velferden også av hvordan landets inntekt fordeles, tilgangen til miljø- og rekreasjonsressurser og omfanget av fritid. Som andre vestlige land har også Norge opplevd store endringer i næringsstrukturen. Omstilling i næringslivet er viktig for å sikre langsiktig velstand og vekst. Endringene i næringsstruktur kan for eksempel illustreres ved at sysselsettingen i primærnæringene er redusert med over 400 000 personer siden 1930, mens sysselsettingen i tjenesteytende næringer og offentlig sektor har økt med 1,5 millioner personer i samme periode. Sysselsettingen i industrien økte med 185 000 personer fra 1930 og fram til toppåret 1974. Fra 1974 til 2007 ble industrisysselsettingen redusert med om



Figur 6.1 Utvalgte næringers andel av BNP

Kilde: Nasjonalregnskapsstatistikk, Statistisk sentralbyrå (SSB)

lag 100 000 personer. Oljevirkosomheten var en ny næring i Norge på 1970-tallet, og sysselsetter i dag 40 000 personer, jf. St.meld. nr. 9 (2008-2009), Perspektivmelding 2009. Figur 6.1 viser hvor mye ulike næringer bidro til BNP i Norge i 2010.

6.1.1 Fornybar energi sitt bidrag til verdiskaping

Verdiskapingen i energisektoren i Norge tar utgangspunkt i energi produsert på basis av fornybare energiressurser, særlig vannkraft. Ressursen videreføres i ett eller flere ledd i en verdikjede. Kraft kan forbrukes i husholdningene som energitjenester (lys, varme, it-utstyr, osv.) eller benyttes i tradisjonell norsk vare- og tjenesteproduksjon og kraftintensiv industri, men kraft kan også eksporteres direkte og utnyttes til energitjenester og industriproduksjon i andre land. Energibaserte produkter kan eksporteres fra Norge som råvarer og foredles videre i importlandet.

Ofte reises spørsmålet om hvor langt i produksjonskjeden man skal gå for å få størst mulig verdiskaping i samfunnet. Det finnes ikke noe entydig og allment svar på det. Generelt kan imidlertid verdiskapingen vurderes separat for hvert enkelt ledd i kjeden, der hvert enkelt ledd bør bidra med

positiv verdiskaping. Underskudd i et ledd i kjeden kan for eksempel skyldes overkapasitet eller at andre land har lavere kostnader. Hvis aktivitet i et ledd med underskudd er helt essensielt for å opprettholde et større overskudd i et annet ledd, kan leddet med underskudd likevel bidra til kjedens samlede verdiskaping.

De ulike bransjene i energisektoren

Tallene i dette avsnittet er hentet fra en kartlegging av 2200 bedrifter innen fornybar energi og miljøteknologi (Menon, 2011). Bare de bransjene som er direkte knyttet til energi er med i oversikten.

Tabell 6.1 beskriver omsetning og verdiskaping for denne næringen. Følgende bransjer inngår:

Vannkraft: Nesten all elektrisk kraft produsert i Norge kommer fra vannkraft. Verdikjeden inkluderer teknologileveranser, planlegging/engineering, utbygging og produksjon av kraft.

Solenergi: Solenergi er enten solceller til strømproduksjon eller solvarme (solfangere). Verdikjeden starter med utvinning av silisium og fortsetter med smelting og raffinering og ender opp i produksjon av wafere og solcellepaneler.

Vindenergi: Verdikjeden for vindenergi starter med produksjon av teknologi og innsatsfaktorer

Tabell 6.1 Nøkkeltall for energibedrifter fordelt på bransje

Bransje	Antall bedrifter	Antall ansatte	Verdiskaping (bruttoprodukt) (1000 NOK) ¹	Gjennomsnittlig årlig prosentvis vekst i omsetning (2005-2010)
Vannkraft	779	10 897	32 094 306	5 %
Bioenergi	238	2 350	993 819	11 %
Vindkraft	78	848	406 696	-15 %
Solenergi	41	3 613	1 610 250	38 %
Annen fornybar energi	28	339	685 409	15 %
Energieffektivisering	77	1 506	1 287 103	15 %
Distribusjon og handel med kraft	255	9 556	12 966 556	14 %
Total	1 496	29 109	50 044 139	

Anslått verdiskaping av
vedproduksjon

om lag 3 000 000

¹ Definert som næringens produksjonsinntekter inklusiv eventuelle subsidier minus verdien av vareinnsats (råvarer, energiforbruk og andre innsatsfaktorer eksklusiv arbeid og kapital)

Kilde: Menon (2011) og Ørbeck (2011)

for bygging av vindmøller, som turbiner, rotorblader, girkasser og annet utstyr, og montering av selve vindmøllen inkludert bunninstallasjonen, anleggsveier osv. og kraftproduksjonen fra vindmøllene.

Bioenergi: Verdikjeden omfatter produksjon av drivstoff, biogass eller pellets, inkludert varmeanlegg som benytter biomateriale i sin varmeproduksjon. I tillegg kommer teknologileverandører til dette området. Skogshogst er ikke inkludert. Anslag for vedproduksjon er tatt med på egen linje i tabellen.

Annen fornybar energi: Annen fornybar energi består av andre nye energiformer. Mange av disse er fremdeles på FoU-stadiet.

Energieffektivisering: Kategorien omfatter fjernvarme der kilden ikke er spesifisert (et fjernvarmeanlegg som utnytter avfall vil eksempelvis sortere under bioenergi), selskaper som utvikler metoder/teknologi for å redusere energiforbruket og importører av varmepumper (ikke rørleggere og elektromontører).

Distribusjon av og handel med kraft: Her finner vi bedrifter som driver med logistikk og systemer for transport og distribusjon av elektrisitet, samt de som distribuerer eller selger elektrisitet.

Tabell 6.1 viser at det er stor forskjell på verdiskapingen i de ulike bransjene. Mangelfull statistikk gjør at spesielt bioenergi og energieffektivisering er til dels betydelig underestimert. Spesielt

er det viktig å merke seg at vedproduksjon ikke er inkludert i bioenergi. Verdiskapingen av vedproduksjon alene kan anslås til i størrelsesorden 3 milliarder kroner per år. Forbruket av ved i Norge utgjør om lag 8 TWh. Med en pris på om lag 1500 kroner eks. mva. per favn, eller tilsvarende 40-50 øre/kWh, får vi en samlet salgsverdi på om lag 3,5 milliarder kroner. Vannkraftsektoren i Norge er en såkalt grunnrentenæring. Grunnrente oppstår i næringer som utnytter en naturressurs det er knapphet på. Kapitalavkastningen i grunnrentenæringer bør ligge høyere enn i andre næringer. En tar i bruk de billigst tilgjengelige ressursene først. De dyrere mulighetene blir først tatt i bruk etter hvert som markedet presser prisene opp. Ved en slik prisoppgang vil de billigste kraftverkene få en avkastning utover det som er normalt i andre næringer siden ressursen som sådan er gratis. I Norge betaler de fleste vannkraftprodusenter grunnrenteskatt,¹ se avsnitt 6.6 om verdiskaping og fordeling.

¹ I skattemessig sammenheng fastsettes grunnrente i vannkraftverk som salgsverdi av det enkelte kraftverks produksjon i inntektsåret, fratrukket driftsutgifter, konsesjonsavgift, eiendomsskatt og avskrivninger. I tillegg gis fradrag for en friinntekt som skal hindre at normalavkastningen blir beskattet med grunnrenteskatt. Produksjonen verdsettes til spotmarkedspriser, med unntak av konsesjonskraft, visse langsiktige kontrakter og kraft som brukes i eget foretak. Skattesatsen er 30 prosent.

Tabell 6.2 Verdiskaping i leverandørindustrien i MNOK

	Verdiskaping 2009	Verdiskaping 2010
Vannkraft	1913	2301
Vindkraft	410	771
Solenergi	1605	2893
Bioenergi ¹	236	168
Rådgivning rettet mot ren energi	1250	1182
Total	5412	7314

¹ Leverandørindustrien knyttet til bioenergi er trolig underestimert. Hovedgrunnen er at det finnes mange typer biomasse som kan benyttes som input for å lage bioenergi. Statistikken på dette området er ikke detaljert nok til at dette bidraget kan inkluderes.

Kilde: Menon (2012): Verdiskapingen i leverandørindustrien til norsk energisektor

Veksten i omsetning varierer fra bransje til bransje. I absolutte tall har veksten i omsetning vært størst innen vannkraft og i distribusjon og handel. Det er imidlertid viktig å merke seg at det ikke er i de modne tradisjonelle segmentene vi finner den sterkeste prosentvise veksten. Eksempelvis har solenergi hatt en høy gjennomsnittlig årlig omsetningsvekst. Den siste tiden har imidlertid solenergibransjen hatt tilbakegang i Norge. Dette skyldes i første rekke konkurranse fra andre land, særlig Kina. For vindkraft ser vi en negativ gjennomsnittlig årlig vekst i årene 2005 til 2010. I 2005 hadde vindkraft en omsetning på over 5 milliarder, noe som gjorde 2005 til et svært godt år for vindkraft. I 2010 var omsetningen bare noe over 2 milliarder. Ser man imidlertid på årene 2003-2009 har vindkraft hatt en gjennomsnittlig årlig vekst på om lag 5 prosent.

Leverandører til energibransjene

I tillegg til verdiskapingen innen energiproduksjon bidrar også leverandørindustri, konsulentvirksomhet og FoU-miljøer til verdiskapingen i energisektoren. Menon (2012) har beregnet verdiskapingen til leverandørene som betjener de ulike energibransjene (vannkraft, vindkraft, solenergi og bioenergi samt rådgivning rettet mot fornybar energi). Total verdiskaping var i 2009 på 5,4 milliarder kroner og i 2010 på 7,3 milliarder kroner, se tabell 6.2.

For vannkraft er bare de leverandørene som leverer varer og tjenester knyttet til selve vannkraftproduksjonen med i oversikten i tabellen. Når det gjelder bioenergi, er verdiskapingen i tabellen knyttet til de leverandører som leverer teknologier, varer og tjenester til bedrifter som utnytter biologisk materiale for å lage bioenergi.

Med leverandørindustrien til vindkraft menes alle leverandører som bidrar med varer og tjenester for produksjon av vindmøller, både selve installasjonen og teknologien inne i møllen.

Det produseres svært lite solenergi i Norge. Derimot har produksjonen av wafere og innsatsfaktorer for å lage wafere vært sterkt voksende siden 2004. Det er leverandørene til denne industrien som er inkludert i oversikten i tabell 6.2.

6.2 Verdiskaping i kraftproduksjon

Historisk har vannkraften vært et viktig fortrinn for Norge. Over tid har også avkastningen i sektoren bedret seg merkbart og ligger betydelig over avkastningen i industrien. Innføring av mer aktiv miljøpolitikk, spesielt internasjonalt, og til dels betydelig høyere priser på fossile brensler de senere år har bidratt til større lønnsomhet for den norske kraftsektoren.

Vannkraften vil sammen med utnytting av annen energi fortsatt gi Norge særlige fortrinn som energi- og industrinasjon. Dette fortrinnet kan videreutvikles gjennom en balansert utbygging av fornybare kraftressurser og kraftutveksling, og ved produksjon og eksport av kraftintensive produkter.

De regionale kraftselskapene er viktige aktører i landsdelenes næringsliv, ved at selskapene selv har behov for arbeidskraft med ulik kompetanse. Videre gir kraftselskapenes aktivitet ringvirkninger i form av kjøp av tjenester og stimulering av arbeidskraft i andre næringer.

De regionale og lokale kraftselskapene fører store verdier tilbake til stat og kommune. For mange kraftkommuner er disse inntektene avgjø-

rende for å kunne gi gode tjenester og yte god service til kommunens innbyggere.

Norges mulighet er ikke bare knyttet til at vannkraft er en fornybar ressurs uten utslipp av klimagasser, men også til at flere norske kraftanlegg både kan lagre energi og regulere produksjonen opp og ned til svært lave kostnader sammenliknet med andre teknologier. Slik regulerbar kraft vil være et verdifullt bidrag i et europeisk kraftsystem som i økende grad blir basert på uregulerbare fornybare energikilder som sol og vind, se for øvrig kapittel 14 om kraftutveksling med utlandet.

Krafthandelen mellom Norge og utlandet har mange gunstige virkninger. Utenlandsforbindelsene bidrar til at vi får bedre betalt for kraften vår i våtår og at vi kan sikre oss kraftimport til lavere priser og økt forsyningssikkerhet i tørrår. Det gir mer stabile priser over tid, noe som er viktig både for næringslivet og husholdninger, og for investeringer i energieffektivisering og fornybar energi-produksjon.

Norges svært gode vindkraftressurser kan også utvikles til å bli en lønnsom del av et framtidig europeisk kraftsystem, og spille sammen med vårt fleksible vannkraftsystem – både nasjonalt og internasjonalt. I et langsiktig tidsperspektiv kan vindkraft i norske havområder eventuelt knyttes direkte til andre land, uten samtidig tilknytning til vårt kraftsystem.

Ny infrastruktur, i form av nasjonalt nett og utenlandskabler, er en nødvendig forutsetning for optimal utnyttelse av energiressursene og de nasjonale og internasjonale markedsmulighetene. Tilgang på kapital, kompetanse og arbeidskraft er viktige forutsetninger for å lykkes med verdiskaping knyttet til kraftproduksjon. Bransjen har store utfordringer knyttet til reinvesteringer i gamle produksjonsanlegg, investeringer i infrastruktur, ny kraftproduksjon og avanserte målesystemer (AMS).

Norske aktører bygger også ut kraftproduksjon i utlandet. Norsk kunnskap, spesielt knyttet til vannkraft, gir oppdrag langt utenfor Norges grenser. Dette gir muligheter både for norske entreprenører og norske teknologileverandører.

6.3 Verdiskaping i kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri (inkludert treforedling) har et høyt forbruk av elektrisk kraft, og kraftkostnadene utgjør en vesentlig del av de totale produksjonskostnadene. Kraftintensiv industri er i all

hovedsak distriktsnæringer og er svært viktige for de aktuelle lokalsamfunnene. Hensynet til å opprettholde en tilstrekkelig stor konkurranseutsatt industri i Norge er et sentralt spørsmål i næringspolitikken, men også generelt i den økonomiske politikken.

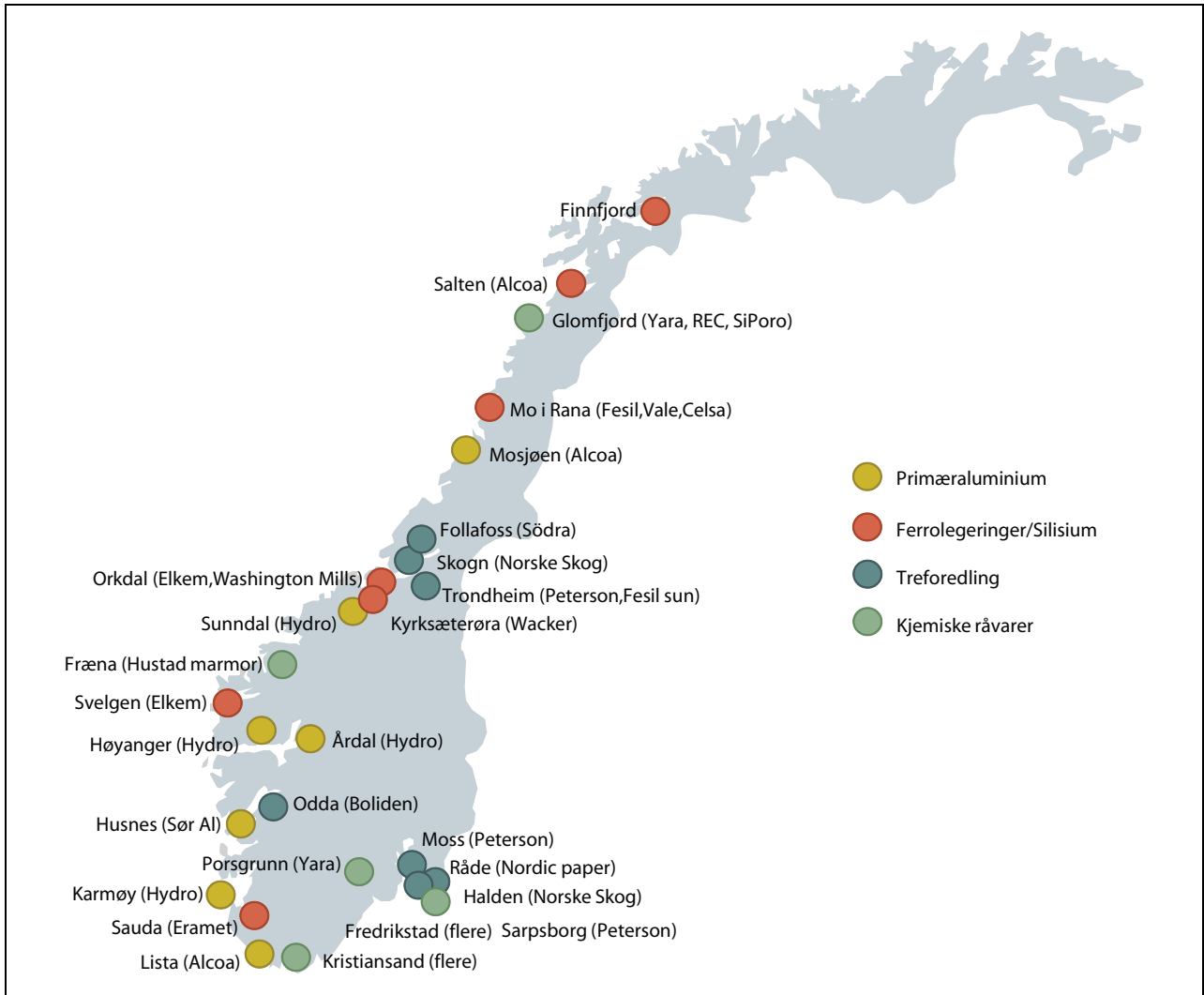
Den kraftintensive industrien er spredt fra Lista i sør til Finnfjord i nord, jf. figur 6.2. Den er preget av høy kompetanse og store investeringer i anleggene. De fleste bedriftene konkurrerer i globale markeder. Produktene går i stor grad til eksport, med produktpriser satt i globale markeder.

Industriens årlige kraftforbruk i Norge er på 35-40 TWh, nær 25 prosent av norsk kraftproduksjon. Forbruket er imidlertid konjunkturavhengig og varierer forholdsvis mye fra år til år. De siste årene har forbruket gått noe ned. I 2007 og 2008 var forbruket om lag 41 TWh mens det i 2009 og 2010 lå på henholdsvis 34 og 36 TWh. Noe av nedgangen i industriens kraftforbruk skyldes nedleggelser eller utflyttinger, mens en del av reduksjonen er knyttet til energieffektivisering. Dette kan illustreres ved at det spesifikke kraftforbruket ved produksjon av aluminium er redusert fra nær 20 kWh per kg for 50 år siden, til ned mot 12,5 kWh for de beste verkene i dag.

Kontinuerlig prosessforbedring hos produsentene innenfor aluminium og ferrolegering har bidratt til å redusere klimagassutslippene betydelig, men først og fremst er det bruken av fornybar energi som gjør at Norge er et av de land som har minst CO₂-utslipp per tonn produsert. Alternativet til lokalisering i Norge er lokalisering i regioner hvor kraftproduksjonen i dominerende grad baseres på fossile brensler. Sett i et globalt perspektiv vil norskproduserte energiintensive produkter derfor erstatte produkter framstilt gjennom fossil energiproduksjon. På denne måten kan vannkraften foredles og eksporteres til et globalt marked.

I treforedlingsindustrien dekkes en betydelig del av energibehovet av bioenergi basert på avfallsprodukter fra egen produksjon. Den delen av tømmerstokken som ikke holder sagtømmerkvalitet går som massevirke til treforedlingsindustrien. Omlag halvparten av sagtømmeret blir i sin tur flis, som enten brukes i treforedlingsindustrien eller som biobrensel. En del av tømmeret fra hogst er ikke egnet for verken sagtømmer eller som virke til treforedlingsindustrien. Denne andelen kan gå til produksjon av ved, pellets og flis.

Det finnes tilstrekkelig råstoff til at bioenergi fra skog kan utgjøre en større del av norsk energiforsyning. Det relative prisforholdet mellom bioenergiråstoff og andre energikilder er avgjørende,



Figur 6.2 Kraftintensiv industri i Norge

Kilde: Norsk Industri

og det samme er omfanget av infrastruktur for vannbåren varme. Teknologisk utvikling og endrede rammebetingelser kan endre det relative prisforholdet, se forøvrig kapittel 8 om energi- bruk.

Tilgangen på fornybar og fleksibel energi gir Norge grunnlag for å opprettholde og bygge ut kraftintensive næringer. I noen områder av landet kan det være avgjørende for muligheten til å bygge ut fornybare energiressurser at det samtidig etableres stabilt forbruk for energien i samme område.

I år med kraftoverskudd kan prisnivået i Norge og Norden bli betydelig lavere enn i andre land. Utvekslingsforbindelser mot utlandet kan ha en stor bruttoflyt og god lønnsomhet, men de avlaster ikke et markedsoverskudd på en effektiv måte. Forbindelsene er ikke et hinder for bruk av fornybaroverskuddet til industriutvikling, men et

naturlig svar på utviklingen av mer uregulerbar fornybar kraftproduksjon.

Sterk økonomisk vekst gir økt etterspørsel etter varer fra kraftintensiv industri. Klimatrusse- len gir et ekstra fokus på energieffektivitet og skaper etterspørsel etter blant annet lette metaller og nye produkter der norsk kraftintensiv industri har etablert seg (for eksempel superrent silisium til solindustrien). Norge er en viktig leverandør av energi og strategiske råvarer både i et europeisk og et globalt perspektiv. I overgangsfasen mot glo- bale klimaløsninger er EU bekymret for karbon- lekkasje² forårsaket av kvotesystemet, og har laget kriterier for gratistildeling av kvoter for utsatte bransjer knyttet til kostnader og handels-

² Karbonlekkasje oppstår når klimapolitikk i et land medfører redusert konkurransevne slik at virksomheter flytter ut og heller etablerer seg i land uten klimaforpliktelser

eksponering. Det foreligger også et forslag til kompensasjon for CO₂-innslaget i kraftprisen fra 2013. Siden EU utgjør et vesentlig marked for norske industri- og energiprodukter, mener industrien at det er viktig at norsk klimapolitikk følger EUs politikk og samtidig utnytter de muligheter som finnes for nasjonal tilpasning for å sikre konkurransedyktighet for prosessindustrien. I en verden med en global klimapolitikk som stiller all industri overfor sammenlignbare CO₂-kostnader, vil Norges konkurransefortrinn for kraftintensiv industri forsterkes.

6.4 Teknologileverandørenes bidrag til verdiskaping

Leverandørindustrien består av en blanding av tradisjonell leverandørindustri og nye leverandører til fornybar energi. Industrien opplever nå «en ny vår» med utspring i internasjonal satsing på fornybar energi, herunder også vannkraft. I de siste 10-15 årene har det vokst fram ny leverandør- og konsulentvirksomhet knyttet til ny fornybar energi og klimautfordringen. Et eksempel er solenergi. Den norske solenergiindustrien springer ut fra norsk materialteknologi og prosesskompetanse knyttet til ferrosilisium og annen prosessindustri.

Bransjen forventer at elsertifikatsystemet med Sverige vil få stor betydning for framtidig verdiskaping i Norge. Etableringen av dette markedet kan også gi nye muligheter for norsk fornybar leverandørindustri, for eksempel når det gjelder komponenter i vindkraftturbiner eller utstyr og tjenester knyttet til vannkraftanlegg.

Den norske klyngen av rådgivere innen energisektoren har vokst betydelig og omfatter et bredt spekter av fagkompetanse i ingeniørbedrifter, forskningsmiljøer, miljøorganisasjoner, konsulentvirksomhet og annen rådgivning (strategirådgiving, markedsanalyser, finans, jus, etc.).

Noen områder som norsk leverandørindustri anser som viktige i et perspektiv fram mot 2030 er:

- Vannkraftmarkedet på verdensbasis har årlige investeringer på om lag 50 milliarder kroner, dette gir også store muligheter for leverandørindustrien.
- Selv om solenergiindustrien for tiden opplever sterk internasjonal konkurranse og arbeider i motbakke, kan det være gode markedsmuligheter for industrien på lang sikt.
- Offshore vindkraftindustri representerer et nytt satsingsområde med umodent marked og teknologi. Den europeiske vindkraftforeningen (EWEA) estimerer et potensielt marked på 40

GW installert offshore vindkraft i Europa innen 2020 og 150 GW innen 2030. Norske aktører har en svært konkurransedyktig kompetansebase som springer ut av maritim virksomhet og offshore olje- og gassvirksomhet.

- Norge ligger langt framme i utviklingen av kostnadseffektive løsninger for karbonfangst og -lagring (CCS). I et langsiktig perspektiv er det potensielle markedet i forbindelse med kraftproduksjon (og industri) som benytter fossile råstoffer svært stort. CO₂-lagring kan bli et framtidig område for verdiskaping på norsk sokkel.
- Utvikling av infrastruktur vil være et sentralt element knyttet til fornybarsatsingen framover. Nasjonalt besitter vi viktig systemkunnskap om transport av elektrisitet over store avstander. Dette er også et viktig grunnlag for verdiskaping innen sektoren.

I et 2050-perspektiv er det vanskelig å spå utviklingen av norsk leverandørindustri innenfor energisektoren. På lang sikt er det eksempelvis muligheter for verdiskaping basert på utnyttelse av norsk kompetanse og fortrinn innen bølge-, tidevann- og saltkraft, dyp geotermisk energi, batterier og brenselceller, samt hydrogenproduksjon. Den underliggende drivkraften er den internasjonale utviklingen mot klimavennlige energiløsninger og den omleggingen av energisystemet som vil måtte komme. Imidlertid kan det være barrierer knyttet til å realisere den mulige verdiskapingen. Dette kan være ting som svakt eller manglende hjemmemarked i Norge, norske rammebetingelser, næringsstruktur og tilførsel av kapital.

Den betydelige FoU-aktiviteten på området, både internasjonalt og i Norge, bidrar med kompetanse og innovative løsninger og er en nødvendig forutsetning for å lykkes. Bransjen ser derfor en videreføring av den norske FoU-satsingen som avgjørende for den framtidige, langsiktige utviklingen av ny norsk leverandørindustri innen energisektoren.

6.5 Verdiskaping i lokalsamfunn

Energiproduksjon i ulike former krever bruk av naturressurser. For naturressursenes verdi har dette to implikasjoner: Dels kan naturressursene ha en alternativ anvendelse som blir avskåret (som fiske, reiseliv), og dels kan bruken av naturressursene til energiformål påføre naturen skader og ulemper av varig karakter (tørrlegging av vassdrag, neddemming, landskapsinngrep og

fare for utrydding av truede arter). Helt fra vannkraftens barndom har det i Norge vært allmenn enighet om at de naturressurser som tas i bruk har en lokal tilhørighet, og at de distrikter som avstår sine naturressurser til energiproduksjon, har krav på en andel av den verdiskapingen disse naturressursene gir opphav til. Allerede stortingsrepresentant Castberg målbar denne holdningen under debatten om konsesjonslovene av 1917: «Man skal til det yderste utnytte anledningen til at søke at styrke disse mer avsidesliggende og karrig utstyrte distrikter ved at la dem få en rundelig andel i de værdier som skapes indenfor deres grænser...Man tar værdierne ut av distrikterne og fører dem på tråd ned til industricentrene og byerne, tømmer bygderne, tømmer landdistrikterne, særlig fjeldbygderne, for deres værdier uten vederlag, og det er absolut uriktig».

Norge er et land rikt på naturressurser, og store deler av den norske velferden er tuftet på bruken av disse naturressursene. Det er imidlertid ikke naturressursene i seg selv, men de institusjonelle ordninger (som eierskap, skatt- og konsesjonsregler osv.) som etableres rundt dem, som vil være avgjørende for hvem verdiskapingen tilfaller, se avsnitt 6.6 om verdiskaping og fordeling. Både olje- og gassvirksomheten og vannkraftvirksomheten er eksempler på at Norge over lang tid har etablert institusjonelle ordninger som har sikret verdiskapingen nasjonalt, og for vannkraftens vedkommende også for de berørte distrikter. Vannkraftsektoren står historisk for de største investeringene i distrikts-Norge, og sektoren har gitt betydelige bidrag til den brede velstandsutviklingen i landet.

Norsk vannkraftshistorie bygger på en samfunnskontrakt mellom utbyggere, staten og de berørte lokalsamfunn, hvor fordelingen av verdiskapingen har gjenspeilet bidragene til verdiskapingen. Det må også antas å være forklaringen på at vannkraftkommuner gjennomgående har stilt seg positive til utnyttelsen av deres naturressurser, fordi vannkraften har bidratt til den generelle velstandsutvikling i kommunen i form av arbeidsplasser, krafttilgang, inntekter og infrastruktur.

Et viktig satsningsområde for norsk næringsliv er naturbasert turisme og reiseliv. Bruk av naturen til fritidsformål har også økt. Dels av denne grunn og dels fordi bevaring av naturverdier generelt har fått større oppmerksomhet de siste tiårene, har alternativverdien av den naturen som tas i bruk til energiformål økt. Det har i mange tilfeller ført til mer lokal motstand mot større ener-

gitiltak. 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).

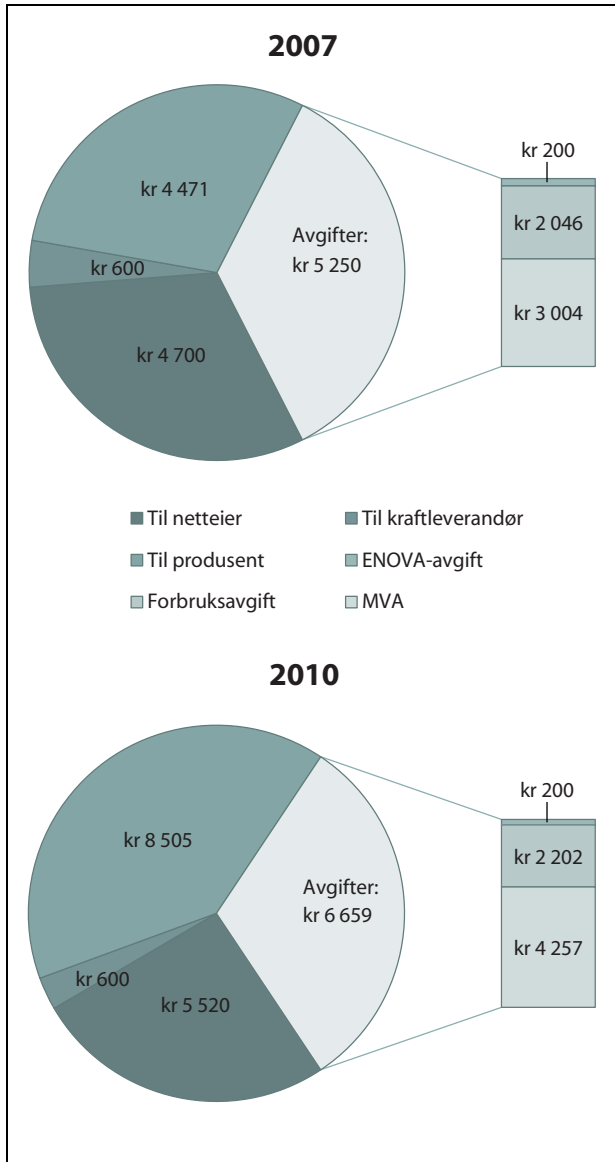
Det er om lag 100 kommuner og fylkeskommuner som har betydelige eierinteresser i kraftproduksjonsanlegg. I følge Energi Norge har det årlige utbyttet til kommuner og fylkeskommuner ligget på om lag 4 milliarder kroner. Dette viser at kraftforsyningen bidrar med betydelige verdioverføringer, ikke bare til staten, men også til kommunesektoren direkte.

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 fordelingsordningene, 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.

6.6 Verdiskaping og fordeling

6.6.1 Fordeling av kostnader

En husholdning med et årsforbruk på 20 000 kWh har de siste årene betalt mellom 15 000 og 20 000 kroner årlig for sitt strømforbruk, avhengig av om strømprisene er lave eller høye. Om lag en tredel av dette er betaling for selve kraften, en tredel er betaling for transport (nettleie) mens merverdiavgift og elavgift til staten også utgjør om lag en tredel, se figur 6.3. Leverandørens andel (de som selger kraft) er anslått til et par prosent. Figuren viser hvordan regningen fordeles mellom ulike aktører i et år med forholdsvis lave kraftpriser (2007) og et år med forholdsvis høye priser (2010). I 2007 var gjennomsnittlig kraftpris (inkludert kraftpris, nettleie og avgifter) for norske husholdninger 75,1 øre/kWh og i 2010 1,06 kr/kWh. Variasjon i kraftprisene er den viktigste grunnen til variasjonen i de årlige strømregningene, og dermed også til variasjonen i hvilke andeler de ulike aktørene mottar.



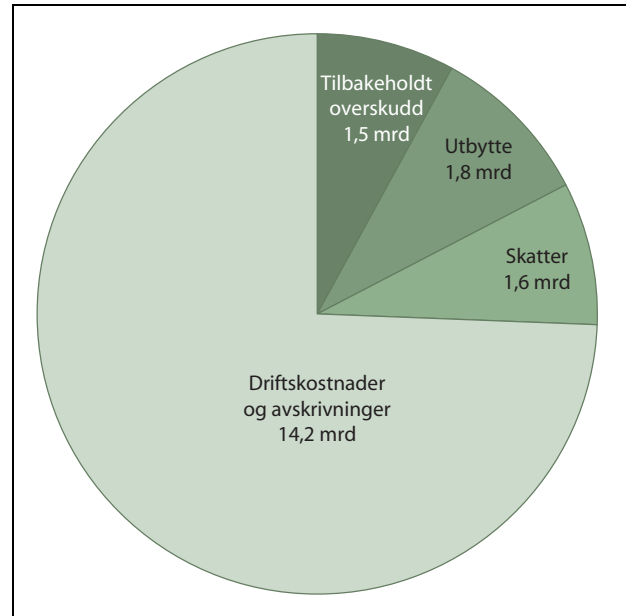
Figur 6.3 Strømregningen for husholdninger ved lav (2007) og høy (2010) kraftpris

Kilde: EC Group (2012)

6.6.2 Fordeling av inntektene

Både kraftselskapene og strømmettet er i hovedsak eid av staten eller kommunene. Det store innslaget av offentlig eierskap både til kraftproduksjon og nett innebærer at utbyttet som betales fra selskapene til eierne, ender som inntekter for offentlig sektor. Utvalget legger til grunn at det offentlige eierskapet til vannkraften vil bestå gjennom ordningen med hjemfall.³

Året 2009 egner seg for å illustrere hvordan inntektene fra nett og kraftproduksjon fordeler seg i et normalår, se figur 6.4 og 6.5. Nettselskapenes samlede inntekter i 2009 var om lag 19 mil-



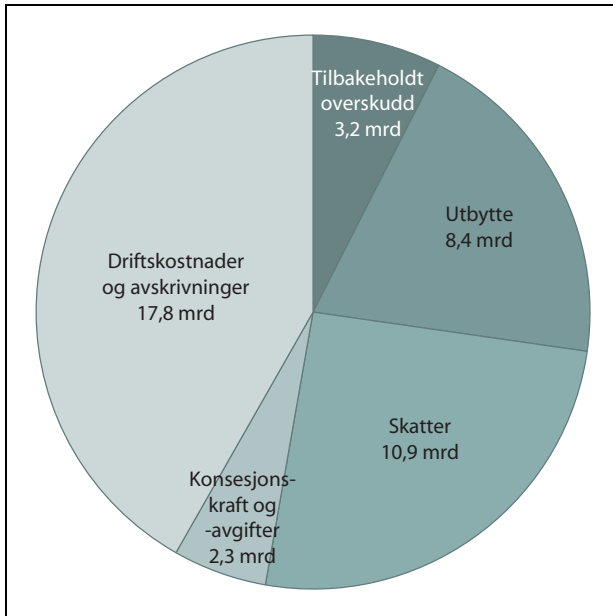
Figur 6.4 Fordeling av nettselskapenes inntekter (19 mrd. i 2009)

Kilde: EC Group

liarder kroner. Vel 14 milliarder dekker alminnelige driftskostnader og avskrivninger. Resten, om lag fem milliarder kroner, fordeles mellom staten (skatter utgjorde 1,6 milliarder) og eierne. Vel halvparten av resultatet etter skatt ble tatt ut i utbytte (1,8 milliarder), resten (1,5 milliarder) ligger igjen i selskapene. Nettselskapene reguleres slik at dersom de driver effektivt, kan de få det NVE bedømmer som normal avkastning på kapitalen, se avsnitt 13.2.3 om regulering av nettselskapene. Med de store investeringene som nettselskapene nå har foran seg, er egenkapital et viktig tema. Eierne må generelt sett være forberedt på å redusere utbyttet, og i enkelte selskaper kan det bli nødvendig å skyte inn mer egenkapital.

Produksjonsselskapenes inntekter utgjorde om lag 43 milliarder kroner i 2009, se figur 6.5. Nesten 18 milliarder gikk til dekning av driftskostnader og avskrivninger, over 13 milliarder til skatter, konsesjonsavgifter og leveranse av konsesjonskraft (se omtale nedenfor), og 11,6 milliarder er bedriftens resultat etter skatt. Vel to tredeler av resultatet etter skatt ble tatt ut i utbytte, resten er holdt tilbake i selskapene.

³ Hjemfall er vederlagsfri tilbakeføring av vannkraftverk til staten når konsesjonstiden utløper. Nye konsesjoner kan ikke gis til andre enn offentlige eiere og salg av mer enn 1/3 av offentlig eide vannfall og kraftverk til private er ikke tillatt. Ordningen gjelder kun for kraftverk over 4000 nhk.

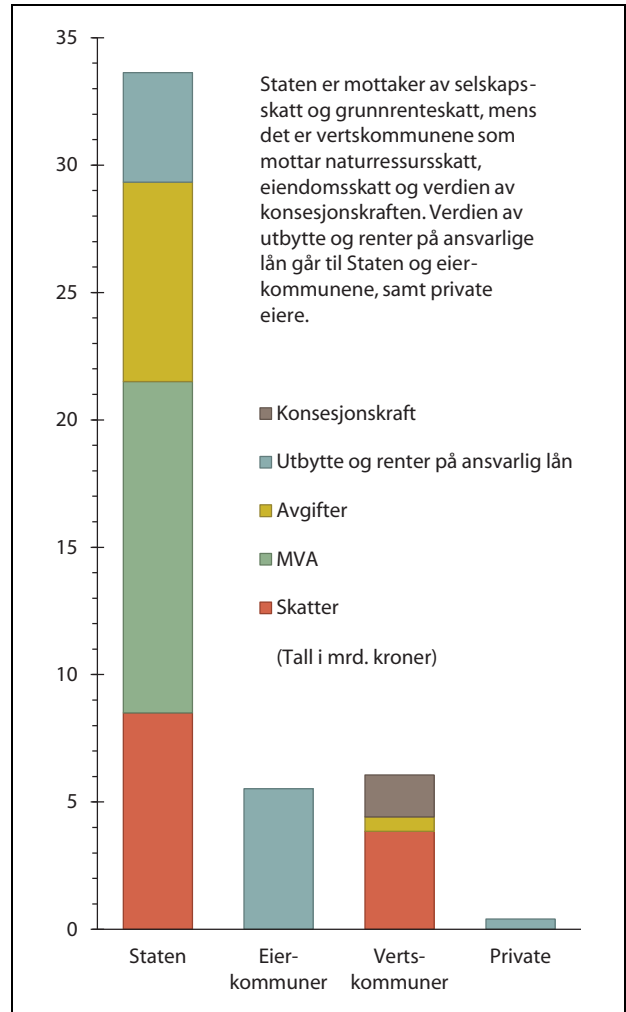


Figur 6.5 Fordeling av produksjonsselskaperes inntekter (43 mrd. i 2009)

Kilde: EC Group

Gevinstene ved produksjon, omsetning og nettvirksomhet fordeles mellom eierne (stat, fylkeskommuner, kommuner eller private). Når det gjelder vannkraftproduksjon får også vertskommunene en del av gevinsten, se figur 6.6 (i figuren inngår fylkeskommuner i verts- og eierkommuner). Staten er mottaker av selskapskatt og grunnrenteskatt, mens det er vertskommunene og fylkeskommunene som mottar naturressurskatt, verdien av konesjonskraften og konesjonsavgift. Vertskommunene kan i tillegg motta eiendomsskatt. Utbytte og renter på ansvarlige lån går til staten og eierkommunene, samt private eiere. I 2009 var statens samlede inntekter fra kraftsektoren om lag 33 milliarder kroner, hvorav vel en tredel er merverdiavgift. Eiernes (staten, eierkommunene og private) sin gevinst er utbytte og tilbakeholdt overskudd i selskapene, vel 10 milliarder kroner. Eiendomsskatt og naturressurskatt, konesjonsavgifter og konesjonskraft utgjør vel 6 milliarder kroner.

Konesjonskraften utgjør en stor verdi for vertskommunene. Kraftverk avstår om lag 10 prosent av sin produksjon til vertskommunene og fylkeskommunene til en pris som Olje- og energidepartementet hvert år fastsetter basert på gjennomsnittlig produksjonskostnad for kraft. Kommunene kan maksimalt kjøpe konesjonskraft tilsvarende behovet for alminnelig forsyning i kommunen. Den delen av konesjonskraften som overstiger kommunens alminnelige for-

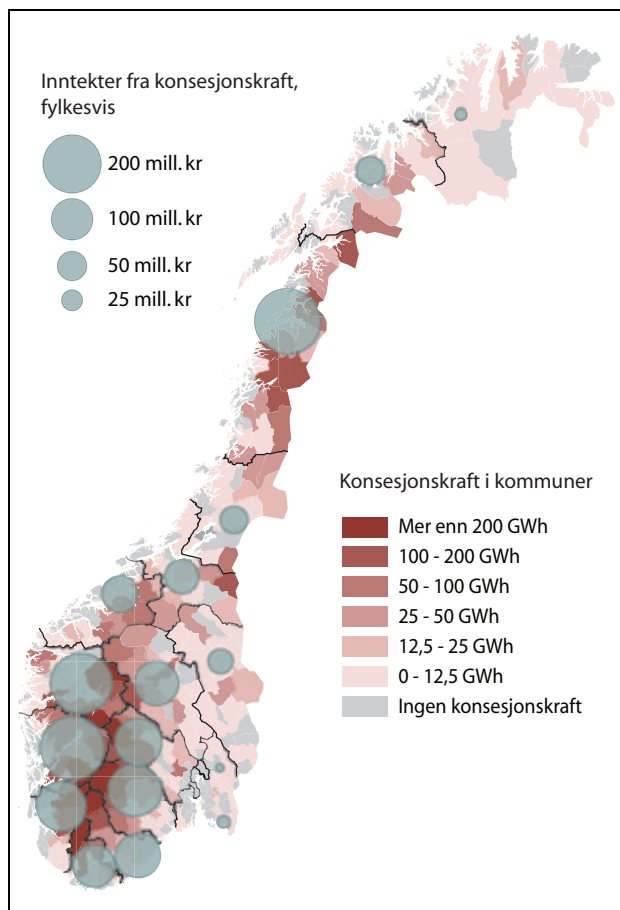


Figur 6.6 Fordeling av gevinstene¹ fra kraftsektoren (2009)

¹ Merk at figuren ikke fremstiller bruttoproduktet, men den andel av dette som tilfaller staten, kommunene og private eiere. Arbeidskraftens andel og avlønningen av fremmedkapital er ikke inkludert.

Kilde: EC Group

bruk tilfaller fylkeskommunen. 1/3 av all konesjonskraft går til fylkeskommunene. Kartet i figur 6.7 viser hvordan dette fordeles seg på landsbasis. Kartfargen viser hvor mye konesjonskraft kommunene er tildelt, mens sirklene viser verdien av konesjonskraften i 2009 summert på fylkesnivå. Total verdi av konesjonskraften i 2009 var 1,8 milliarder kroner. Fordelingen av konesjonskraft gjenspeiler hvor hovedtyngden av kraftproduksjonen er lokalisert og gir også et bilde på hvordan eiendomsskatt og naturressurskatt er fordelt.



Figur 6.7 Geografisk fordeling av konsesjonskraften, 2009

Kilde: EC Group

6.7 Utvalgets vurderinger

Utvalget er opptatt av at det må legges til rette for ny norsk fornybar energiproduksjon og energieffektivisering som viktige bidrag til klimapolitikken, verdiskaping og forsyningssikkerhet. Fornybar og fleksibel energi er et konkurransefortrinn for Norge som må utnyttes. Vi skal ta landet i bruk, men samtidig verne om naturverdiene. Dette kan både skje ved en balansert videreutvikling av fornybare energiressurser som kan utnyttes til lønnsom kraftutveksling og -eksport, og ved produksjon og eksport av kraftintensive produkter.

Utvalget legger vekt på at vi må sikre at vi har et velfungerende kraftnett som legger til rette for å bygge ut mer fornybar kapasitet etter hvert som det blir lønnsomt. Et velfungerende og sterkt kraftnett er en viktig forutsetning for verdiskapingen, ikke bare i kraftsektoren, men i samfunnet som helhet. Det bør være en prioritert oppgave å gjennomføre de nødvendige utbyggingsplanene raskt og til en lavest mulig kostnad.

Økt satsing på infrastruktur og utnyttelse av nye markedsmuligheter for eksisterende vannkraftproduksjon og ny fornybar kraft, kan gi negative lokale miljøkonsekvenser. Miljøkostnadene må også inngå i regnestykket for verdiskaping. Det er viktig å sørge for at de negative konsekvensene begrenses, og at ny kunnskap og teknologi tas i bruk for å minske skadevirkningene.

En strengere og mer enhetlig klimapolitikk globalt gir fordeler for energiintensiv produksjon på steder i verden hvor det er tilgang på CO₂-fri energi. Norge er et slikt sted. Klimagassutslipp fra industrien i Norge er i hovedsak knyttet til prosessutslipp, mens energibehovet i hovedsak er dekket av fornybar vannkraft.

Fortsatt moderat vekst i kraftforbruket og utbygging av ny fornybar produksjonskapasitet innebærer at vi forventer et økende kraftoverskudd i normale år i Norge i de nærmeste tiårene. Dette fører til at prisnivået i Norge og Norden ventes å ligge lavere enn på Kontinentet. Det kan gi grunnlag for å opprettholde og bygge ut kraftintensive næringer som opplever økt global etterspørsel etter sine produkter. Særlig i en verden med en global klimapolitikk som stiller all industri overfor sammenlignbare CO₂-kostnader, kan Norges konkurransefortrinn for kraftintensiv industri forsterkes. I påvente av mer enhetlige internasjonale klimaforpliktelser, må norske myndigheter fullt ut utnytte de muligheter EUs regelverk gir for kompensasjon for indirekte CO₂-kostnader for å hindre karbonlekkasje.

Samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging av utvekslingskapasiteten mellom Norge og utlandet vil ikke være til hinder for en slik utvikling, snarere tvert imot. Nye forbindelser vil over tid skape verdier gjennom både import og eksport. Forbindelsene vil bare i unormalt våte perioder, med svært lave priser i Norden, gi stor netto eksport. I våte år vil utenlandsforbindelser bidra til at vi unngår ressursløsning. I tørre år reduseres knappheten. Den samlede virkningen blir mer stabile priser, og mer forutsigbare betingelser for kapitalintensiv og konkurranseutsatt industri, som aluminium.

Omleggingen av energisystemet innebærer også at fossil energi i andre land i Europa erstattes med fornybar energiproduksjon som vindkraft, solenergi og bioenergi. Mye av den nye fornybare kraften er væravhengig og vanskelig å regulere. Behovet for og verdien av fleksibilitet i forbruk og øvrig produksjon er økende. Den norske vannkraften med magasiner kan øke leveransene av kortsiktig reguleringssevne. Dette er svært gunstige egenskaper i framtidens kraftsystem i

Europa, der behovet for og verdien av fleksibilitet vil øke. Hvor mye fleksibilitet som skal leveres avhenger blant annet av kostnader og naturulempen med økt effektkjøring av vannkraftverk, av lokal aksept for endret manøvrering, av kostnadene ved overføringsforbindelser og av kostnadene for annen fleksibilitet i Europa.

I tillegg til verdiskapingen innen energiproduksjon bidrar også leverandørindustri, konsulentvirksomhet og FoU-miljøer til verdiskapingen i energisektoren. I et 2050-perspektiv er det vanskelig å spå utviklingen av denne leverandørindustrien. Den underliggende drivkraften for vekst er den internasjonale utviklingen mot klimavennlige energiløsninger. Med vår kunnskapsbase og kompetanse har vi et godt utgangspunkt for å videreutvikle Norge som fornybar kraftnasjon gjennom en satsing på FoU. Norsk kunnskap og kompetanse kan bidra til økt verdiskaping ved deltagelse av utbygging av fornybar energi i andre deler av verden.

Verdiskapingen i kraftsektoren kommer i stor grad fellesskapet til gode. Kraftutbyggingen vil fortsatt være en viktig motor for utviklingen i mange deler av landet, men det er nødvendig å skape lokal aksept for de positive virkningene av utbyggingene. Både kraftselskapene og strømmettet er i hovedsak eid av staten, fylkeskommuner og kommuner. Det store innslaget av offentlig eierskap innebærer at en stor del av utbyttet som betales fra selskapene til eierne, ender som inntekter for offentlig sektor. Fordi vannkraftverkene utnytter lokale ressurser, mottar også vertskommunene en forholdsmessig del av ressursverdien gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft. Dette gjør at kraftforsyningen bidrar med betydelige verdioverføringer, ikke bare til staten, men også direkte til kommunesektoren.

6.7.1 Særmerknader

Særmerknad fra Torstein Arne Bye om verdiskaping, velferd og fordelig

Dette medlem støtter flere deler av dette kapitlet, men har noen prinsipielle innvendinger til bidragene fra kraftprodusentene, kraftintensiv industri og teknologibedriftene. Disse bidragene preges av manglende prinsipiell beskrivelse av hva verdiskaping er og hvordan det kan måles. Som en følge av dette preges bidragene av flere fundamentale svakheter. For eksempel dobbelttelles elementene som inngår i verdiskaping; bruttoproduktet i en næring inneholder også avlønning av arbeidskraft. Da blir det å regne sysselsettings-

effekter som et ekstra element en dobbelttelling. Man diskuterer videre viktigheten av at kraftsektoren leverer konkurransedyktige priser til industrien. Dette etterlater et inntrykk av at det ikke er riktig med kostnadsbaserte priser fra kraftsektoren til industrien, og at disse skal ha spesielle prisbetingelser. Den største verdiskapingen for kraftsektoren oppnås når prisene er markedsbasert. Verdiskaping i andre sektorer må da måles mot om de kan betale alternativkostnaden for kraften. Det er også klare misforståelser når det hevdes at elsertifikatorordningen har stor betydning for verdiskapingen i positiv forstand. Dette blir en for snever betraktning da elsertifikatorordningen gir en subsidiert krafttilgang som gjør at kraftprisene ikke er relatert til faktiske kostnader i kraftsektoren. Subsidiene bidrar dermed ikke til økt verdiskaping, men til redusert verdiskaping. For eksempel vil den grønne sertifikatorordningen gi et betydelig press ned på kraftprisene. Dette skader hensynet til energisparing, gir lav avkastning i kraftsektoren og vil dermed medføre tap på mange milliarder kroner for både stat, kommuner og fylkeskommuner som de viktigste eierne av kraftproduksjon. Kapitlet omtaler heller ikke svakheter med markedsløsninger med tanke på at disse ikke uten videre internaliserer negative miljøkonsekvenser, og kan inneholde andre typer markedssvikt. Ved måling av verdiskaping må en ta hensyn til slike kostnader. Det er viktig at dette adresseres på en behørig måte i et verdiskapingskapittel. Dette medlem har derfor utformet en lenger merknad til dette kapitlet, se vedlegg 1, som drøfter prinsippet rundt hva som kan anses som verdiskaping, hvordan det faktisk måles i praksis, betydningen av kobling mellom avkastning i ulike sektorer i norsk økonomi, og ulike former for markedssvikt som må tas hensyn ved slik måling.

Særmerknad fra Torstein Arne Bye om CO₂-kompensasjon overfor kraftintensiv industri i Norge

Dette medlemmet mener at anbefalingen om å gi industrien kompensasjon for CO₂-tillegget i kraftprisen blir feil av følgende grunner: Sluttåret for Energiutvalgets vurderinger er 2050. I dette tidsperspektivet er det rimelig å anta at man er kommet overens om et felles internasjonalt regime for håndtering av CO₂. Gitt felles karbonkostnader (globalt kvotesystem eller harmoniserte avgifter) i 2050 uttrykker den kraftintensive industrien i Norge at de vil kunne leve med kraftpriser på rent kommersielle vilkår i fremtiden.

Problemstillingen med ulike karbonkostnader i Norge/Europa/internasjonalt er dermed først

og fremst et overgangsfenomen – det vil si for perioden fra i dag og fram mot om lag 2030. Industrien i Norge står overfor betydelige reinvesteringer i perioden 2015-2025 og trenger, i følge dem selv, en overgangsordning med lavere priser på elektrisitet, om slike investeringer skal lønne seg. Ellers kan deler av industrien bli lagt ned. Da er spørsmålet om industrien skal ha særordninger i form av en kompensasjon av CO₂-tillegget i kraftprisen i Europa som følger av den internasjonale handelen med kraft. Dette er beregnet å utgjøre om lag 6 øre/kWh per 100 kroner i CO₂-pris. I dag er kvoteprisen om lag 60 kr.

Samtidig innføres en grønn sertifikatordning i kraftmarkedet, som skal frambringe 26 TWh ny produksjon i Norge og Sverige i løpet av ni år fram mot 2020. Fra 2000 til 2008 (om lag like år konjunktur og temperaturmessig) har forbruket i denne regionen økt med om lag 1 TWh. Sertifikatordningen vil dermed skape et betydelig press ned på prisene i kraftmarkedet, siden kablene til utlandet (både eksisterende og nye planlagte) umulig kan ta seg av denne økte kraftmengden. Videre gjennomføres betydelige sparetiltak på forbrukssiden som reduserer etterspørselen ytterligere, blant annet ved innføring av grønne sertifikater på tilbudssiden vil ENOVA fokusere på sparetiltak på etterspørselssiden. Norske tiltak forsterkes/understøttes av tilsvarende tiltak i Europa. Dette vil da, gitt de eksisterende priselastisitetene på forbrukssiden, bidra til en reduksjon i kraftprisen som klart overstiger CO₂-tillegget i kraftprisen i Europa. Utbyggingskostnad for ny kraft i et visst omfang er 50-60 ører/kWh. Forwardmarkedet for kraft i Norden (Nasdaq) antyder 35 øre/kWh fram mot 2018. Dette har tatt inn over seg både grønne sertifikater og sparetiltak i sine vurderinger.

Altså burde industrien i Norge, med utgangspunkt i de resulterende kraftprisene i markedet, stå minst like godt rustet i konkurransen globalt nå som de vil gjøre i 2050. Det blir da feil å kom-

pensere for et tiltak som klimamessig ansees svært viktig, og samtidig glemme tiltak som reduserer kraftprisene. Gitt de politiske rammebetingelsene vil vilkårene i kraftmarkedet for norsk industris investeringer være minst like gode som internasjonalt, og investeringsbeslutninger burde da kunne tas på rent kommersielle vilkår uten ytterligere tiltak.

Særmerknad fra Olav Akselsen, Petter Haas Brubakk, Torstein Arne Bye, Raymond Robertsen og Ellen Stensrud

Med dagens prisnivå på gass og elektrisitet er det lite som tyder på at ny gasskraft i stor skala er særlig aktuelt i Norge. Politisk er gasskraft også kontroversielt. Med denne bakgrunn har gasskraft ikke vært ett tema for utvalget. Disse medlemmene vil likevel peke på at Norge eksporterer naturgass til Europa som målt i energimengde tilsvarer 9 ganger vannkraftproduksjonen i Norge. Eksporten vil vedvare i mange tiår framover. Gassen eksporteres (med unntak av LNG-gassen) til Europa og brukes direkte i husholdninger og næringsvirksomhet og til kraftproduksjon. Bruk av gass medfører klimagassutslipp og utslippene er derfor inkludert i det europeiske kvotemarkedet (ETS) eller belagt med avgifter. Norge er tilsluttet kvotesystemet, og bruk av gass i Norge har ingen annen klimaeffekt enn ellers i Europa. Dersom mer gass brukes i Norge og gir klimagassutslipp vil annet europeisk klimagassutslipp reduseres tilsvarende gjennom kvotesystemet.

På denne bakgrunn ser ikke disse medlemmer noen grunn til å legge ytterlige beskrankninger i bruk av gass i Norge. Tvert om vil en slik særbehandling medføre redusert verdiskaping i Norge, uten å gi reduserte utslipp av klimagasser i Europa samlet.

Regionalt kan gass spille en viktig rolle og eventuelt erstatte store nettinvesteringer.

Kapittel 7

Energi og natur – en krevende balansegang

I kapittel 5 har vi sett på hvor viktig energiforsyningen er for et velfungerende og moderne samfunn. Kapittel 6 handler om hvilke muligheter Norge har framover hvis vi vil bygge ut de fornybare energiressursene våre. I dette kapitlet skal vi gå nærmere inn på negative konsekvenser av økt utbygging og hvordan ulike hensyn må balanseres mot hverandre.

Interessekonflikter og naturinngrep knyttet til produksjon og transport av energi kan ikke unngås. Utfordringen er å gjøre gode avveininger og minimere negative konsekvenser. Alle negative konsekvenser kan imidlertid ikke unngås hvis man samtidig vil ivareta forsyningssikkerhet og verdiskaping basert på fornybar energi. Naturinngrep er i dag den største trusselen mot artsmangfoldet i Norge. Klimaendringene utgjør en økende trussel mot artsmangfoldet globalt. Robuste økosystemer er viktig for å takle dette. Overgang fra fossil til fornybar energi er et viktig klimatiltak, men ukritisk utbygging av fornybar energi i Norge vil også være en vesentlig trussel mot artsmangfoldet her. Det stiller store krav til konsekusjonssystemet og prosessene som skal balansere ulike hensyn.

I dette kapitlet ser vi nærmere på hvordan anlegg for produksjon og transport av varme og kraft (energi prosjekter) påvirker økosystemene og ulike brukerinteresser, hvordan saksbehandlingen foregår og hvilke dilemmaer en støter på i praksis. Avslutningsvis presenteres utvalgets vurderinger, spesielt med tanke på muligheter for forbedringer.

7.1 Miljøvirkninger, interessekonflikter og tiltak

7.1.1 Virkninger på økosystemer

Naturen er vårt eksistensgrunnlag. Omfattende utbygging av fornybar energi med tilhørende nett er en utfordring for norsk natur. Selv om de fleste konsekvensene av energiutbygging ikke skiller seg fra annen utbygging, som veier og

hytter, er det visse kjennetegn ved energiprojektene som gjør dem spesielle. Ofte er det snakk om store anlegg i områder med få og små inngrep fra før. Energi prosjektene kan dessuten medføre stor belastning på noen spesielle naturtyper som bekkeløfter og fosserøyksoner, samt leveområder for truede arter som villrein, ål og flere arter lav, moser og insekter knyttet til vassdrag.

Energi prosjektenes virkning på økosystemer¹ er slik sett kvalitativt forskjellig fra andre interessekonflikter, som reiseliv og landbruk. Miljøvirkningene av forskjellige prosjekter er ulike og kan ha større eller mindre konsekvenser. Enkelte effekter er forutsigbare mens andre kan være usikre. Med få unntak er de alvorligste konsekvensene knyttet til den samlede belastningen fra mange enkeltinngrep over lang tid.

Virkninger på store arealer er et fellestrekk for de prosjektene som er mest aktuelle det nærmeste tiåret: Vannkraft, vindkraft, bioenergi og nett. I enkelte natur- og landskapskategorier er det allerede gjort store inngrep. Mens det tidligere var jord- og skogsbruksaktivitet som ga det største tapet av uberørt eller villmarkspreget natur, var det energisektoren som stod for det største bortfallet mellom 2003 og 2008.² Ifølge Norsk Rødliste for arter 2010³ er 87 prosent av truede og nær truede arter i Norge negativt påvirket av menneske-

¹ Et økosystem omfatter i økologien et organismesamfunn og de livløse faktorene i miljøet der samfunnet finnes. Et økosystem kan være lite (en pytt), stort (et vassdrag) eller sies å omfatte hele biosfæren, det vil si den del av Jorden (jord, vann, luft) der levende organismer kan eksistere.

² Direktoratet for naturforvaltning kartlegger hvert femte år størrelsen på uberørt natur i Norge (INON). Av de mer enn 1000 kvadratkilometer inngrepsfri natur som gikk tapt mellom 2003 og 2008 stod energisektoren for om lag 40 prosent, jord- og skogbruk for rundt 30 prosent og reiseliv og turisme for vel 8 prosent.

³ Norsk rødliste for arter 2010 og Norsk rødliste for naturtyper 2011 er viktige faglige grunnlag, utarbeidet etter internasjonal metodikk og basert på vitenskapelige kriterier. Rødlistene er resultatet av en kartlegging av arters eller naturtypers risiko for å dø ut eller forsvinne fra Norge. Truede arter føres opp i rødliste.

skapte arealendringer i artenes leveområder.⁴ Klimaendringer synes også å være en viktig faktor framover. IPCCs fjerde hovedrapport konkluderer med at 20-30 prosent av plante- og dyreartene som er vurdert, sannsynligvis har økt risiko for utryddelse dersom den globale gjennomsnittstemperaturen stiger med rundt to grader.

Vannkraft

En stor del av det norske vannkraftpotensialet er allerede utbygget. Når mange av vassdragene er utbygd, blir det viktigere å ta vare på de som er igjen. Samtidig gjør klimahensyn vannkraften mer verdt og kunnskapen om avbøtende tiltak er større en tidligere.

Økosystemer kan ødelegges når vassdrag bygges ut. Levevilkårene for planter og dyr kan forandres vesentlig med negative virkninger på blant annet fisk, planter og bunndyrfauna med tilknytning til vannet og nærliggende naturtyper. Vannkraftanlegg kan ha negative virkninger på fisk, planter, insekter og fugleliv med tilknytning til vannet og nærliggende naturtyper. Endret vannføring påvirker livet i og ved vannet. Opplevelsesverdier knyttet til så vel rekreasjon, fangst og friluftsliv påvirkes også. Utvasking og erosjon kan ha negative virkninger på både artsmangfoldet og kulturminner i et vassdrag. En utvikling i retning av større variasjon i produksjonen over døgnet og uken vil medføre større variasjon i vannføringen og kan dermed forsterke de negative konsekvensene. Dagens kunnskapsgrunnlag om de fysiske forholdene (vannføring, temperatur, bunnforhold og lignende) og metodikk for å ta hensyn til ulike arters livsbetingelser bidrar til å designe bedre og mer effektive avbøtende tiltak enn tidligere, men det er fortsatt store hull i kunnskapen om ferskvannssystemer.

Det har vært en oppfatning de siste årene at små kraftverk er mer miljøvennlige enn store. Mye tyder imidlertid på at miljøvirkningen per kWh produsert generelt er mindre for store enn for små anlegg. Men de individuelle forskjellene er så store at størrelsen i seg selv ikke er et godt kriterium for å mene noe om miljøulempene ved enkeltprosjekter (Direktoratet for naturforvaltning, 2012). Store prosjekter har gjerne større ressurser til både forundersøkelser og miljøoppfølging og kan begrense konsekvensene vesentlig

gjennom god planlegging og avbøtende tiltak. Mange av de gjenværende store utbyggingsmulighetene er imidlertid kontroversielle, og det har så langt vært bred politisk enighet om en restriktiv holdning til nye større vannkraftutbygginger. Konsekvensene ved opprusting og utvidelse (O/U) av eksisterende anlegg er normalt mindre enn for nye prosjekter i vassdrag som i dag er lite eller ikke påvirket av inngrep. De fleste miljøkonfliktene ved O/U vil være knyttet til utvidelser av magasiner og ved overføring av vann fra nye vassdrag.

Vindkraft

For vindkraft er de visuelle effektene og landskapsvirkningene sentrale. Regnet per kWh vil vindkraftverk visuelt påvirke vesentlig større landarealer enn andre energiformer. For nærmiljøet kan støy være et problem, både for mennesker og dyreliv. I tillegg kan det være problemer med kollisjon og fortrengning av fugleliv, særlig for enkelte store rovfugler, vadefugler og flaggermus. Generelt er muligheten for avbøtende tiltak mindre enn for vannkraft, men undersøkelser tyder på at virkningen på fuglelivet kan begrenses kraftig med riktig lokalisering (Naturvårdsverket, 2011). Innenfor områdene med gunstige vindforhold er dermed den konkrete lokaliseringen, både for hele vindkraftparker og den enkelte turbin, viktig. Andre aktuelle tiltak er merking av turbiner og begrenset ferdsel i hekkeperioder.

For havvind er utfordringene annerledes enn for landbasert vind. Ved lokalisering langt fra land unngår man landskapsvirkninger, støy og de visuelle effektene. Store havvindparker kan imidlertid komme i konflikt med trekkfuglruiter og næringsinteresser som fiskeri og petroleum. Kunnskapsgrunnlaget er fortsatt begrenset på dette området.

Bioenergi

Avfall fra skogindustri og vedforbruk i husholdninger utgjør i dag mer en halvparten av biomassen til energiproduksjon i Norge. Potensialet for økt produksjon av bioenergi i Norge er i første rekke knyttet til skog- og jordbruksressursene. På lang sikt kan også biomasse fra havet bli aktuelt. De største miljøvirkningene ved bioenergi oppstår i forbindelse med uttak av selve energiresursen og i mindre grad ved omformingen til varme eller elektrisitet.

Miljøutfordringene ved bruk av biomasse fra skog er i første rekke knyttet til uttak fra rike skogtyper, gammel naturskog, truede vegeta-

⁴ Foreløpig er imidlertid bare knapt 40 prosent av artsmangfoldet i Norge kartlagt. Artsdatabanken viser til at det trolig finnes om lag 55 000 arter i Norge. Om lag 21 000 av de vel 40 000 artene som så langt er funnet, er kartlagt gjennom arbeidet med rødlistene.

sjonstyper og habitater med konsentrasjoner av truede arter. Uttak av virke fra skogen til bioenergi må følge offentlige reguleringer og gjeldende sertifiseringsordninger for bærekraftig skogsbruk, og skiller seg dermed ikke fra uttak av tømmer til skogindustrien.

Klimagasseffekter ved bruk av bioenergi avhenger av råstoffet. Det slippes ut CO₂ ved forbrenning og nedbryting av biomasse og det tar tid før ny vegetasjon tar opp like mye CO₂ som den gamle. CO₂-effektene av økt bruk av bioenergi avhenger blant annet hva som alternativt ville skjedd med biomassen. Økt bruk av hogstavfall, som i liten grad utnyttes i dag, kan gi en positiv CO₂-effekt allerede på kort sikt. Økt uttak av skog for energiformål vil ha lang tilbakebetalingstid⁵. Økt avvirkning til bioenergi kan gi økte utslipp på kort sikt, men bedre CO₂-balanse og tilgang på ny fornybar energi i et lengre perspektiv (Trømborg m.fl., 2011).

Gasskraft

De miljømessige utfordringene med ny gasskraft er i første rekke utslipp av CO₂. I tillegg kan utslipp av oppvarmet kjølevann påvirke miljøet omkring utslippsstedet. Det er derfor en fordel om eventuelle gasskraftverk plasseres slik at spillvarmen kan utnyttes.

Nye gasskraftverk har begrensede utslipp av nitrogenoksider og svoveldioksid, men det er fortsatt store utfordringer med å utvikle effektive og rimelige metoder for å fange og lagre CO₂.

Fjernvarme

Fjernvarmeanlegg består av en energisentral for oppvarming av vann som distribueres i et rørsystem. Fjernvarme erstatter vanligvis direkte bruk av fyringsolje eller elektrisk oppvarming, noe som kan redusere utslipp av klimagasser fra brenning av olje og det framtidige behovet for kraftnett og kraftproduksjon. Ulempene avhenger først og fremst av energikildene som benyttes. Ved mange fjernvarmeanlegg benyttes fyringsolje ved forbrukstopper. Ved forbrenning av biobrensel eller avfall kan rensetiltak redusere utslipp av svevestøv og røykgasser betydelig. Aske fra slik forbrenning er spesialavfall, men selve forbrennin-

gen kan redusere avfallsvolumet betydelig. Behovet for transport av brensel avhenger av størrelsen på anlegget, og kan være en lokal ulempe.

Andre energiresurser

Norge har også ressurser innen geotermisk energi, havenergi og solenergi. Ved utprøving av ny teknologi må miljøkonsekvenser vurderes.

For utnytting av grunnvarme er bruk og lekkasje av giftige væsker den største miljøutfordringen. Bruk av nedbrytbare arbeidsmedier reduserer dette problemet. For dyp geotermisk energi er den største miljøutfordringen knyttet til forurensing fra væske som hentes opp fra dypet. Det er snakk om klimagasser, hydrogensulfid som gir sur nedbør og giftige elementer som kvikksølv, arsenikk og antimon. Det kan være nødvendig å behandle boreslam som spesialavfall.

Som for havvind, er kunnskapen om miljøvirkninger fra storskala utbygging av annen havenergi (for eksempel bølgekraft, tidevannskraft, saltkraft, utnyttelse av havvarme og havstrømmer) begrenset. Havenergi som utnytter bevegelsesenergi vil være arealkrevende.

Solfangere og solcellepaneler trenger en flate å stå på. All annen bruk av området blir imidlertid ikke umulig, og det er vanlig å integrere solfangere og -paneler i tak og vegger på bygninger slik at ekstra arealbehov blir lite. Imidlertid vil arealspørsmålet måtte bli et tema dersom produksjonsvolumet skal monne i forhold til samfunnets totale energibehov.

Kraftledninger

Arealbeslaget er den største utfordringen ved kraftledninger. Noen ledningsprosjekter planlegges gjennom eller i nærheten av uberørt natur. Nettanlegg er en viktig årsak til reduksjon av inngrepsfrie arealer. I distribusjonsnettet kan også konsekvensene for fugl være alvorlige.

Flere avbøtende tiltak er mulige. For å redusere landskapsmessige konflikter og reduksjon av uberørt natur er muligheten for å velge traséer utenom konfliktområdene sentral. 3D-teknologier for visualisering av planlagte anlegg gjør det enklere å vurdere landskapsmessige virkninger. For å hindre elektrokusjon (dødelig elektrisk støt, rammer fugler med stort vingspenn som for eksempel ørn) og kollisjon, er mastedesign, merking, isolasjon og plassering i terrenget viktig. Slike tiltak er generelt sett relativt rimelige.

Jord- og sjøkabel er aktuelt i enkelte tilfeller. Stortinget ga ved behandling av Ot. prp. nr. 62

⁵ Tilbakebetalingstid for CO₂ betyr her tiden det tar før et nytt tre vokser opp og lagrer samme mengde karbon som erstatning for det hogde treet som er gått til forbrenning. Om man ikke brenner hele treet, men bare de delene som ellers ville råtne (for eksempel grener, topper og avfall fra treindustrien), blir tilbakebetalingstiden kort.

(2008-2009) Om lov om endringer i energiloven, klare signaler om at kabling skal vurderes i tiltakende grad med lavere spenningsnivå, og at kabling skal være hovedregelen på 22 kV-linjene (distribusjon). Dette følger langt på vei av at merkostnaden for jord- og sjøkabel er vesentlig lavere på lave spenningsnivåer (som i regional- og distribusjonsnett) enn i sentralnettet.

7.1.2 Virkninger på andre interesser

Etablering av energiprosjekter kan ha både positive og negative virkninger for andre interesser. Det vil også være tilfellet for tur- og friluftsliv. Etablering av kraftverk vil normalt bety at det bygges veier. Det gjør naturen mer tilgjengelig og senker terskelen for å komme ut i naturen, men samtidig mener mange at veier er skjemmende. Oppdemming kan legge arealer under vann og redusere mulighetene for ferdsel. Endret vannføring kan være negativt for padling, jakt og fiske. Både kraftverk og nettanlegg vil normalt være synlige inngrep i naturen. Vurderingen av hvordan et konkret prosjekt påvirker bruken av det aktuelle området vil generelt være subjektiv.

Tross stort engasjement fra friluftsforskningsorganisasjoner synes det ikke å være vitenskapelig belegg for at energiprosjekter generelt har negative konsekvenser for omfanget av tur- og friluftslivet. Reiselivsnæringen kan i noen grad ha kryssende interesser med energiprosjekter. Dels kan næringen rammes negativt hvis mulighetene for tur- og friluftsliv begrenses, og dels er det frykt for at naturinngrep reduserer turistenes interesse for norske reisemål. Profileringsprosjektet av Norge som urørt reiselivsmål blir vanskeligere jo mindre inngrepsfrie arealer vi har. Forskningen tyder imidlertid ikke på at energiprosjekter generelt har negative økonomiske konsekvenser for reiselivsnæringen (Teigland, 2001 og Heiberg m.fl., 2009).

Landbruket kan påvirkes på ulike måter av energiprosjekter. Bygging og utbedring av veier i tilknytning til energiprosjekter kan redusere næringens egne kostnader. Etterspørsel etter biomasse kan bidra til lønnsomhet i skogsdriften. Kraftproduksjon basert på biogass er kostbar energi, men kan være et effektivt tiltak for å redusere landbrukets utslipp av klimagasser. Oppdemming av arealer og tett konsentrasjon av vindkraftverk samt veibygging, kan påvirke ferdselsmulighetene og begrense beitegrunnlaget for husdyr og tamrein, samt tradisjonelle samiske utmarksnæringer⁶.

Dersom vindkraftverk plasseres nære radar-, navigasjons- og kommunikasjonsanlegg kan de

forstyrre luftfart og militære anlegg. Både vindkraftanlegg og luftlinjer kan innebære fare for sammenstøt med fly og helikopter. Merking av linjer og god plassering av både vindkraftverk og linjer reduserer disse konfliktene.

Energiprosjekter kan også ødelegge eller påvirke kulturminner. Faren for ødeleggelse er størst i anleggsperioden. Oppdemming av arealer kan legge kulturminner under vann.

For lokalsamfunnet kan anleggsfasen ha stor betydning, med mange arbeidsplasser og betydelige ringvirkninger, se avsnitt 6.5. Større produksjonsanlegg kan få stor betydning for kommuneøkonomien på sikt, mens nettanlegg har begrensede ringvirkninger.

7.1.3 Avbøtende tiltak

Hensynet til natur, miljø og andre brukerinteresser er viktige hensyn som vurderes i konsesjonssystemet og de ulike verneordningene for vassdrag, landskap og arter. Når det gis tillatelse til energiprosjekter, vurderer NVE hvilke avbøtende tiltak som skal settes som betingelse for konsesjonen. Tiltakene varierer fra prosjekt til prosjekt. Hensikten med avbøtende tiltak er å redusere de negative virkningene av energiprosjektene. Tiltak kan innebære redusert energiproduksjon eller økte kostnader for utbygger, som for eksempel økt minstevannføring eller etablering av fiske-trapp.

Avbøtende tiltak pålegges der konsesjonsmyndigheten vurderer at samfunnsnyttene av det avbøtende tiltaket er større enn kostnaden ved å gjennomføre det. Samtidig betyr avbøtende tiltak at flere kostnader ved prosjektene inkluderes i investeringskalkylen til utbygger. Samlet fører vern og konsesjonsvilkår til at kostnadene for både nett og kraftproduksjon blir høyere enn de ville vært uten. Gjennom konsesjonspraksis prissettes miljø- og naturkonsekvenser dermed indirekte – energiprisene og nettleien blir høyere enn de ville vært uten vernebestemmelser og konsesjonsvilkår. Resultatet er at energiprosjektene virkning på natur og miljø et stykke på vei gjen-speiles i kraftprisen.

Redusert energibruk senker behovet for ny produksjon og hindrer slik sett naturinngrep. Energieffektivisering kan derfor betraktes som et avbøtende tiltak i forhold til energiprosjektene sine negative virkninger.

⁶ Samiske utmarksnæringer er vanligvis definert som fiske, jakt, husdyrhold, hogst, bærplukking, uttak av trevirke til husflid og sanking av egg og dun.

7.2 Behandling av energiprojekter

Interessekonfliktene ved energiprojekter håndteres og balanseres gjennom ulike prosesser. Nedfor gir vi en kort og forenklet oversikt over saksgang, relevant lovverk og planprosesser som påvirker energisektoren. Videre omtaler vi problematikken rundt samfunnets aksept for energiprojekter og etablerte kompensasjonsordninger.

7.2.1 Energiloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven

Det er to hovedspor for saksbehandling av energiprojekter: Prosjekter som kun behandles etter energiloven, og prosjekter som også skal behandles etter vassdragsreguleringsloven og vannressursloven. En skisse av saksgangen er vist i figur 7.1.

NVE har fått delegert myndighet til å avgjøre energiprojekter som kun behandles etter energiloven (som kraftledninger og nettanlegg, vindkraftverk, gasskraftverk og fjernvarmeanlegg). Når en utbygger kommer fram til at et konkret prosjekt kan være aktuelt starter saken med en melding til NVE som beskriver prosjektet. Meldingen sendes på høring, slik at alle interesserte kan påpeke hvilke spørsmål den kommende konsesjonssøknaden bør gi svar på. NVE fastsetter deretter et program for konsekvensutredninger (KU) i henhold til plan- og bygningsloven, etter dialog med for Miljøverndepartementet, og utbyggers arbeid med KU og søknad starter. Når NVE mottar søknad og KU, sendes dette på offentlig høring. I høringsrundene involveres berørte kommuner, fylkeskommuner, fylkesmenn og statlige forvaltningsorgan. I slike høringer legger fylkeskommunene vekt på friluftsliv og kulturminner. Fylkesmannen vurderer forhold omkring miljø. Andre aktuelle forvaltningsorganer er Direktoratet for naturforvaltning, Direktoratet for mineralforvaltning, Statens landbruksforvaltning, Mattilsynet, Fiskeridirektoratet, Kystverket, Norges geologiske undersøkelser, Norges geotekniske institutt, Statens Vegvesen, Riksantikvaren, Reindriftsforvaltningen og Sametinget. I tillegg involveres både energiselskaper, næringsinteresser og en rekke frivillige lag og organisasjoner knyttet til natur og miljø og ulike brukerinteresser for naturen.

Etter høringsrunden vurderer NVE, med utgangspunkt i søknaden, utredninger og innkomne synspunkter, hvorvidt de samfunnsmessige fordelene overstiger de skader og ulemper

prosjektet medfører. Dette sammenholdes med politiske prioriteringer før det fattes et vedtak. Eventuelle klager avgjøres av OED i henhold til forvaltningslovens regler, som blant annet innebærer at OED må gå inn i de faglige vurderinger NVE har foretatt. I klagebehandlingen er det derfor vanlig at OED arrangerer folkemøter og befaring. I tillegg forelegges sakene for Miljøverndepartementet for uttalelse.

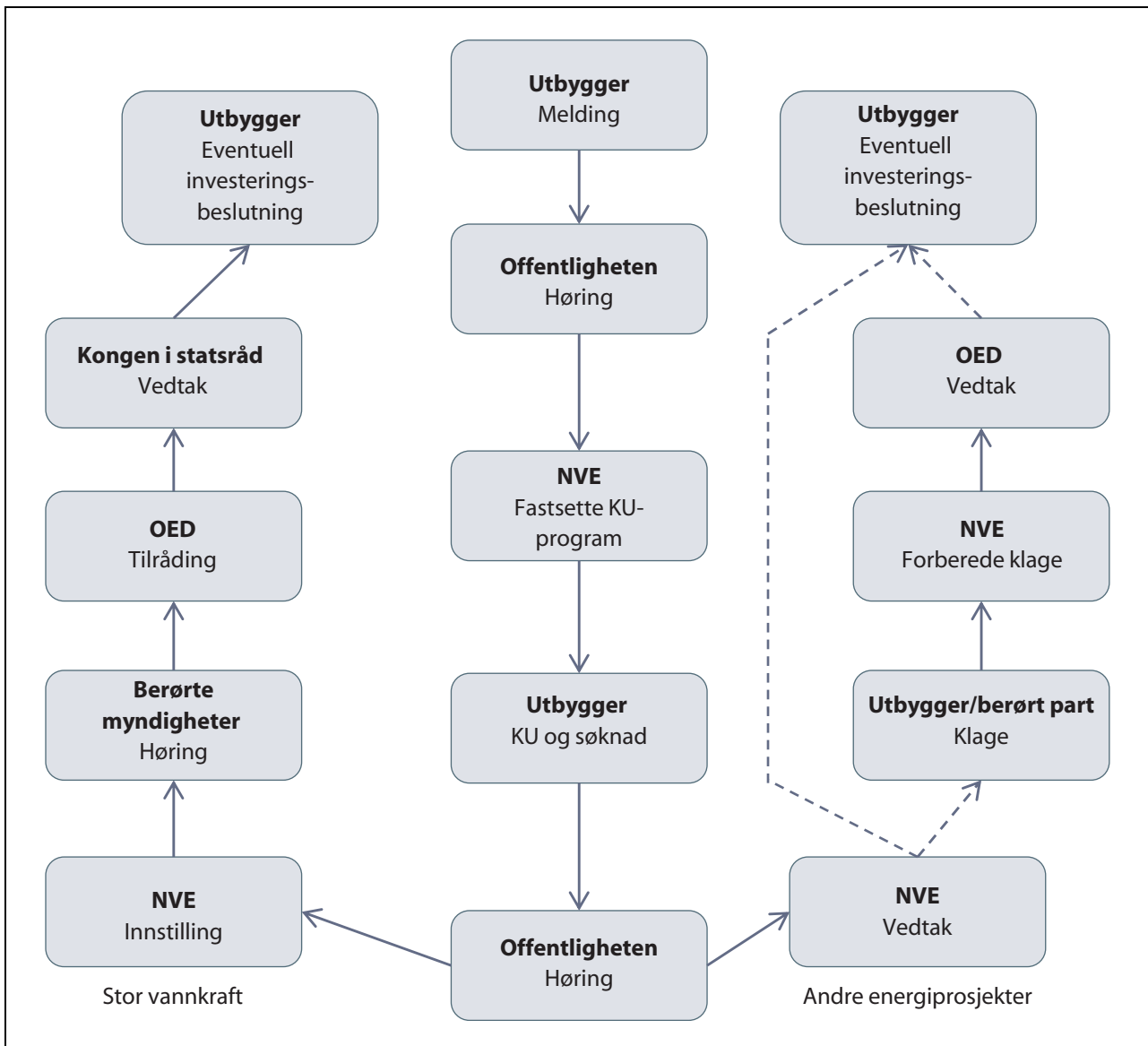
Større vannkraftanlegg behandles både etter energiloven, vannressursloven og vassdragsreguleringsloven. Saksgangen følger samme struktur som for vedtak kun etter energiloven, bortsett fra at vedtaksmyndigheten ligger hos Kongen i statsråd. Det vil si at etter at søknad og konsekvensutredning har vært på høring, lager NVE en innstilling. Basert på denne, samt berørte fagdepartementers og lokale myndigheters syn, tilrettelegger departementet saken for behandling i Regjeringen og legger fram en tilråding. Regjeringen fatter vedtak i form av en kongelig resolusjon. Store eller kontroversielle utbyggingssaker forelegges først Stortinget i form av en stortingsproposisjon før konsesjonen formelt gis av Kongen i statsråd. Eventuell konsesjon for elektriske installasjoner og kraftledninger i medhold av energiloven blir deretter gitt av NVE.

Vannkraftverk uten reguleringsevne og med installert effekt under 10 MW behandles etter vannressursloven og er underlagt enklere saksbehandlingsregler. Her starter saken hos NVE med konsesjonssøknad, og i tillegg har NVE fått delegert konsesjonsmyndighet til å gi konsesjon for slike kraftverk. Olje- og energidepartementet behandler eventuelle klager, slik som for «andre energiprojekter» i figur 7.1.

Kraftverk som ikke er til skade eller ulempe av betydning for allmenne interesser trenger ikke konsesjon etter vannressursloven. Et eventuelt konsesjonsfritak avgjøres av NVE, og gjelder mindre prosjekter.

Andre viktige rammer for vannkraftprosjekter er gitt gjennom verneplanene for vassdrag og Samlet plan for vassdrag som er beskrevet nærmere under, samt industrikonsesjonsloven og vannressursloven. Vannkraftprosjekter må avklares mot Samlet plan for vassdrag før selve søknadsprosessen starter. Dette gjøres i samarbeid med Direktoratet for naturforvaltning. Alle prosjekter mindre enn 10 MW eller 50 GWh årsproduksjon er fritatt for behandling i Samlet plan.

Som beskrevet over er alle energiprojekter omfattet av plan- og bygningslovens bestemmelser om KU, bortsett fra mindre anlegg. Dersom det ikke er krav om konsekvensutredning, må



Figur 7.1 Saksgang for KU-pliktige tiltak

konsekvensene av tiltak likevel beskrives grundig som en del av konsesjonssøknaden. For prosjekter som ikke er omfattet av krav om konsekvensutredning starter prosessen med søknad til NVE.

Kravene til miljøutredninger i henhold til plan- og bygningsloven er de samme for større energiprojekter som for sammenlignbare utbygginger i andre sektorer, men det er ikke krav til tredjepartsvurdering⁷ slik det er for større veiprojekter. En viktig forskjell fra samferdselssektoren er imidlertid at mens staten der er eier av de fleste prosjektene, er staten (ved NVE og OED) tredjepart for energiprojekter. NVE har veiledere for de ulike

kartleggingene ved konsekvensutredning. Kvalitetssikring skjer gjennom etterfølgende saksbehandling og i høringsrunden.

Ved vurdering av tiltak skal den samlede belastningen i et område vurderes. Noen ganger kan den samlede virkningen av flere inngrep finnes ved å summere effekter fra flere tiltak, men andre ganger blir den akkumulerte effekten større enn summen av hver enkelt virkning. Håndtering av samlede belastninger er en stor faglig utfordring. Energimyndighetene møter utfordringen blant annet med en koordinert saksbehandling av prosjekter i samme område. Etter at et prosjekt har fått konsesjon, følges det opp av NVEs miljøtilsyn. Miljøtilsynet skal kontrollere at bygging, vedlikehold og drift skjer i henhold til fastsatte krav.

⁷ For de største prosjektene i samferdselssektoren er det krav om at en uavhengig tredjepart skal vurdere beslutningsgrunnlaget før viktige beslutninger tas.

Boks 7.1 Lover og forskrifter for energisektoren

Sentrale lover

Nedenfor er de mest sentrale lovene for energi- og kraftsektoren listet opp. OED administrerer de seks første, den syvende for så vidt gjelder ekspropriasjon til energi- og vassdragstiltak. De øvrige er det henholdsvis MD, LMD og JD som har ansvaret for.

- Industrikonsesjonsloven
- Vassdragsreguleringsloven
- Vannressursloven
- Energiloven
- Elsertifikatloven
- Havenergilova
- Oreigningslova
- Plan- og bygningsloven
- Naturmangfoldloven
- Forurensingsloven
- Kulturminneloven
- Reindrifftsloven
- Finnmarksloven

Relevante forskrifter

Nedenfor er et utvalg av de viktigste forskriftene innenfor energi- og vannressursforvaltningen listet opp. Et stort antall forskrifter er gitt med hjemmel i energiloven, som har karakter av en rammelov. For å kontrollere og styre nettmonopolene er det nødvendig med sterk regulering. Også innenfor vannressursforvaltningen er det et omfattende forskriftsverk. Sikkerhet og beredskap i vassdrag gjør dette nødvendig.

- Energilovforskriften
- Forskrifter om rapportering, tariffer, måling og avregning, beredskap, leveringskvalitet og om systemansvar
- Bemanningsforskriften
- Forskrift om utleie av vannkraftanlegg
- Damsikkerhetsforskriften og andre forskrifter etter vannressursloven

- Vannforskriften for gjennomføring av vandirektivet
- Forskrifter om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven

Folkerettslige regler

- ILO-konvensjon nr. 169 om urfolk, ratifisert i 1990
- FN-konvensjon om sivile og politiske rettigheter

Retningslinjer og konsultasjoner

Retningslinjer skal gjøre det enklere og mer forutsigbart både for brukere og forvaltningen å forholde seg til regelverket. Viktige retningslinjer innen sektoren er:

- Retningslinjer for små vannkraftverk (OED 2007)
- Retningslinjer for planlegging og lokalisering av vindkraftanlegg (OED og MD 2007)
- Prosedyrer for konsultasjoner mellom statlige myndigheter og Sametinget/reindrifftsområder, fastsatt i medhold av ILO-konvensjonen

Konvensjoner på miljøområdet

Norge har også en rekke forpliktelser knyttet til internasjonale avtaler og ordninger. Disse konvensjonene følges opp gjennom nødvendig forankring i lovverk og gjennom norsk forvaltningspraksis.

- Klimakonvensjonen
- Konvensjonen om biologisk mangfold (CBD)
- Bonn-konvensjonen for trekkende arter
- Bern-konvensjonen til «vern om europeiske ville dyr og planter og deres levesteder»
- Ramsar-konvensjonen for våtmarker
- OSPAR-konvensjonen for marine miljø i Nordøst-Atlanteren

Fornybar energiproduksjon utenfor grunnlinjen skal vurderes etter havenergiloven. Denne loven har likhetstrekk med petroleumsloven etter som det foregår en form for blokktildeling av arealer. Arealer åpnes for konsesjonssøknader av Kongen i statsråd etter at det er gjennomført strategiske konsekvensutredninger i statlig regi.

7.2.2 Annet lovverk

Vassdragsreguleringsloven og industrikonsesjonsloven ble vedtatt i 1917, og vassdragsloven i 1940. Den siste har senere blitt erstattet av vannressursloven. Med disse lovene ble det nødvendig med tillatelse fra myndighetene for å gjøre inn-

grep i vassdrag, og utbygger ble pålagt vilkår av hensyn til allmenne interesser. Kravene til utredninger av konsekvenser av tiltak var imidlertid begrensede. Hensynet til ulike samfunnsinteresser har etter hvert fått større oppmerksomhet, både generelt og gjennom konkrete utbyggingsaker. Det har resultert i flere lovverk som nå står sentralt i utbyggingsaker. Det gjelder særlig bestemmelser om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven som ble innført i 1990, naturmangfoldloven av 2009 (som erstattet naturvernloven av 1970), kulturminneloven av 1979 og reindriftsloven av 2007. Lovene verner om ulike interesser og stiller strenge krav som må vektlegges ved utbygging. En oversikt over relevant lovverk er gjengitt i boks 7.1.

Naturmangfoldloven gir regler om bærekraftig bruk og vern av naturen og gir virkemidler for å ta vare på naturmangfoldet også utenfor verneområder. Begrunnelsen for innføringen av loven var blant annet behovet for bedre beslutningsgrunnlag når naturinngrep vurderes. Loven krever blant annet en omfattende vurdering av sumvirkninger; nye tiltak skal vurderes i lys av inngrep innenfor alle sektorer i det aktuelle området – også mulige inngrep som ennå ikke er foretatt.

Samiske rettigheter er beskyttet av Grunnlovens § 110 a og folkerettens regler om urfolk og minoriteter. Ved prosjekter som berører samiske rettigheter skal Sametinget og reindriften konsulteres (i tillegg til den vanlige saksbehandlingen). Nesten alle tiltak innenfor energi- og vannressursforvaltningen fra Sør-Trøndelag og nordover kan berøre reindriftsinteresser, samiske kulturminner eller andre samiske interesser i en eller annen form.

Gjennom EØS-avtalen har Norge gjennomført vanddirektivet i norsk rett i vannforskriften. Hovedformålet er å beskytte vannmiljøet og sikre en bærekraftig bruk både av vassdrag, grunnvann og kystvann. Landet er delt inn i 11 vannregioner som skal utarbeide vannforvaltningsplaner som skal vedtas som regionale planer. Disse planene lages ut fra fastsatte miljømål for den enkelte vannforekomst og tiltaksprogram for å oppnå målene. Vannforskriften er ikke til hinder for ny utbygging av vannkraft, men det må tas hensyn til kriteriene i vannforskriften når det gis tillatelse til ny utbygging. Vannforskriftens §12 angir blant annet at «samfunnsnyttene av de nye inngrepene eller aktivitetene skal være større enn tapet av miljøkvalitet». Når det gjelder eksisterende kraftverk kan det i forvaltningsplanen foreslås en framtidig miljøtilstand som kan innebære endret minstevannføring i vassdraget.

7.2.3 Energiplaner, Samlet plan og verneplaner

Energisektoren omfattes av en lang rekke planprosesser, som i ulik grad er samordnet. Mens en gruppe av planene fokuserer på energibruk, overføring og produksjon, er en annen gruppe rettet mot naturvern og beskyttelse av andre interesser. Noen planverktøy er utformet for å endre energibruken, mens andre planer er utformet for å tilpasse infrastrukturen til endringer i tilbud og etterspørsel etter energi. Mens enkelte verktøy har til hensikt å hjelpe NVE med å avveie ulike hensyn, er andre mer egnet til å veilede aktørene til å søke på «riktige» prosjekter.

Lokalt utarbeides kommuneplaner som regulerer hvilke områder i kommunen som kan benyttes til boliger, næringsarealer, landbruksareal, friareal mv. Arealplanleggingen har særlig betydning for energibruken og muligheten for å benytte fornybar energi via fjernvarme. Nettselskap med ansvar for distribusjon av elektrisk kraft (områdekonsesjonærer) skal minst hvert annet år utarbeide, oppdatere og offentliggjøre en lokal energiutredning for hver kommune i konsesjonsområdet. Dette skal gjøres i tilknytning til kommuneplanarbeidet. Siden 2010 må kommunene også lage lokale klima- og energiplaner. Disse skal gi en samlet oversikt over kommunens utslipp av klimagasser og muligheter for å begrense disse, energibruken og eventuelt også energiproduksjonen, og muligheter for energiomlegging og mer effektiv energibruk.

NVE har gitt enkelte eiere av regionale nettanlegg pålegg om å utarbeide langsiktige kraftsystemutredninger for en spesifisert del av regionalnettet. Utredningene skal være offentlige og oppdateres en gang i året. Kraftsystemutredningene skal beskrive dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold og forventede tiltak og investeringer. De skal presentere statistikk for produksjon, overføring og forbruk av elektrisk energi. Planene skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet og legge grunnlag for behandling av konsesjonssøknader.

Statnetts nettutviklingsplan kan oppfattes som en popularisert presentasjon av den større Kraftsystemutredningen til Statnett. Den kommer årlig og er et viktig grunnlag for offentlige høringer om planlagte ledninger.

Energiressursene er kartlagt i ulike planer. Samlet Plan for vassdrag ble utarbeidet for å sikre den framtidige kraftoppdekningen gjennom en prioritert rekkefølge for utbygging av større vannkraftprosjekter. Planen ble første gang vedtatt av

Stortinget i 1984 og er rullert i 1993. Planen er nå delt inn i to kategorier, kategori I for prosjekter som kan tas til konsesjonsbehandling og kategori II for prosjekter som må vente. I og med at planen er prosjektbasert og ikke rullert på snart 20 år, er den ikke lenger egnet som verktøy for å prioritere prosjekter. En omlegging av Samlet plan er signalisert en rekke ganger, men er til nå ikke gjennomført.

I tillegg til Samlet Plan finnes det også en rekke regionale planer for vind og småkraft, samt forvaltningsplaner for såkalte vannregioner som utarbeides av fylkeskommunen. Gjennom Verneplan for vassdrag er 392 vassdrag med et vannkraftpotensial på 47 TWh varig vernet mot blant annet kraftutbygging. Grunnlaget for verneplanen er seks Stortingsproposisjoner, første gang i 1973. Hittil siste supplering var i 2009 da Stortinget vedtok vern av Vefsna.

Vedtak om vern av bestemte områder, som landskapsvernområder, eller forskrift om prioritering av bestemte arter sikrer en særlig beskyttelse. Ikke alle typer vern betyr et automatisk forbud mot energiprojekter, ettersom avbøtende tiltak kan sikre vernehensyn. Det kan også gis dispensasjon fra vernevedtak eller forskrift dersom vesentlige samfunnshensyn gjør det nødvendig.

7.2.4 Kunnskapsgrunnlag

Konsesjon til energiprojekter forutsetter vanligvis at konsesjonssøker må utrede konsekvensene prosjektet vil ha på natur og miljø, samt på andre interesser som kulturminner, reiseliv og eventuelle andre lokale ringvirkninger. Spesielt naturmangfoldloven stiller krav om et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag før tiltak iverksettes.

Normen for KU-arbeider er at eksisterende kunnskap tas som utgangspunkt og suppleres gjennom ytterligere arbeid. Eksisterende kunnskap samles blant annet i Artsdatabanken som har informasjon om norske arter og naturtyper, og Naturbase som inneholder kart med informasjon om vernede områder, viktige naturtyper og arter og viktige friluftsområder. Kravene til konsekvensutredning øker med prosjektenes størrelse. I dag begrenses vanligvis feltarbeid i forbindelse med kartlegging av konsekvenser for natur og miljø til én sesong, selv om vurdering over flere sesonger ville kunne gi ytterligere beslutningsgrunnlag.

For mindre energiprojekter har Olje- og energidepartementet fastsatt et veiledende intervall på hvor store kostnader tiltakshaver må sette av til miljøundersøkelser, se avsnitt 7.2.1 om unntak fra

krav om konsekvensutredning. Disse intervallene er uavhengig av eksisterende kunnskapsgrunnlag og resultatet av miljøundersøkelsene er derfor varierende.

7.2.5 Behandlingstid for energiprojekter

Samlet tid fra søknad til ferdig utbygget anlegg avhenger av hvor fort saksbehandlingen kommer i gang, hvor lang tid søknadsbehandling og eventuell klagebehandling tar og selve byggetiden. Dagens situasjon er at småkraftsaker ligger i kø før saksbehandlingen starter i NVE. Vinteren 2012 starter NVE saksbehandling av søknader som har ligget tre år i kø. Søknader hvor det er dårlige muligheter for nettilknytning på kort sikt, blir ikke prioritert. Enkelte søknader kan ligge opp til seks år før de tas til behandling. Behandlingstiden er i dag om lag to år fra høring til vedtak. Mange småkraftsøkere har liten erfaring, noe som også betyr at NVE i tillegg bruker en del tid på dialog og kvalitetssikring før søknadene kommer til behandling.

For større energiprojekter der det kreves melding er samlet saksbehandlingstid i NVE fra 2,5 til 3 år. Dette gjelder større vannkraft, vindkraft og større kraftledninger. Det er ikke kø for slike prosjekter. Med tiltakshavers tidsbruk på utredninger og søknad gir dette 4-5 år fra melding til NVEs vedtak. Dersom vedtak påklages, øker saksbehandlingstiden. For de største kraftledningene kan både saksbehandlingstiden i NVE og tiden for klagebehandling i OED være enda lenger.

Energiprojekter har fått økt saksbehandlingstid med tiden. Dette skyldes særlig økt motstand mot inngrep og strengere juridiske rammer med økte krav til utredninger og konsultasjon. De siste årene er det gjennomført tiltak for å styrke beslutningsgrunnlaget for konsesjonsbehandlingen. OED og MD har fastsatt felles retningslinjer for vindkraft og små vannkraftverk. Regionale planer for vindkraft og regionale planer for småkraft styrker beslutningsgrunnlaget for konsesjonsbehandlingen. Prosjektene som synes best egnet og minst konfliktfylte prioriteres først i konsesjonsbehandlingen. NVE koordinerer både vann- og vindkraftsøknader regionvis og ser dem i sammenheng med eventuelt behov for nettforsterkninger. Dette gir konsesjonsmyndigheten og høringsinstansene mulighet til å sammenligne prosjekter og finne fram til den totalt sett beste løsningen i regionen for både kraftsystemet og andre berørte interesser. NVE har også omprioritert interne ressurser og blitt tilført flere årsverk, slik

at kapasiteten er økt. Økt spesialisering internt og forenkling av rutiner bidrar til hurtigere behandling per sak.

En sammenligning av saksbehandlingen i Sverige, Skottland og Norge antyder at med unntak av køproblematikken, er saksbehandlingstiden i Norge grovt sett sammenlignbar med Skottland. Den skotske konsesjonsprosessen ligner til en viss grad på den norske. Saksbehandlingen går hurtigere i Sverige, hvor konsesjonsaker i hovedsak avgjøres av miljødomstoler.⁸ Kø er ikke noe tema i Sverige og Skottland, men antallet nye prosjekter er vesentlig lavere enn i Norge.

7.2.6 Samfunnets aksept for inngrep

Internasjonalt ser man økende motstand mot utbygginger av energianlegg og overføringsnett. Aksept handler om å forankre beslutninger i befolkningen i saker hvor noen hensyn må vike for andre. Manglende aksept kan være en barriere for å oppnå politiske målsettinger innenfor fornybar energi. Globale klimahensyn kommer i konflikt med lokale miljøhensyn. Manglende aksept kan hindre en ellers ønsket utvikling.

Selv om det er generell aksept i befolkningen for nødvendigheten av å bygge ut fornybar energi, kan manglende lokal aksept medføre at folk er lite villige til å godta utbygginger i eget nærmiljø. Aksept i lokalsamfunn handler om livskvalitet og helseeffekter, levestandard og verdi på eiendommer, og om landskapsvern og økosystemer, og at det er ulike interesser knyttet til utnyttelse av ressurser og arealer. Studier av vindkraft både i Skottland (Warren m.fl., 2005) og i Norge (Rees, 2009) viser imidlertid at lokalbefolkningen er negative til vindkraft i planleggingsfasen, men når vindparkene først er etablert, er de som bor nærmest mest positive.

Grad av aksept kan også ha sammenheng med involvering i planprosesser. Involvering kan karakteriseres langs tre dimensjoner:

- Bredden på deltagelse (hvor mange aktører som trekkes inn)
- Dybden på deltagelsen (hvor mye man får lov til å være med og bestemme)
- Når interessegruppene trekkes inn (man kan eksempelvis mene at man blir trukket med for sent i prosessene).

⁸ Miljødomstolene er spesialdomstoler for miljø- og vannspørsmål, og har sitt grunnlag i Miljöbalken. Balk er betegnelsen på en svensk lov som ansees å ha særlig viktighet. Loven regulerer hvordan naturen kan endres og brukes, og erstattet i 1999 helt eller delvis 15 eldre lover. Loven skal beskytte helse, miljø, verdifull natur, arter og kultur.

Det finnes ingen konsensus om hva som er den beste måten å gjennomføre slike prosesser på. I utgangspunktet er det viktig å anerkjenne at ulike teknologier medfører ulik grad av aksept (Bell m.fl., 2005). Vindkraftprosjekter på land krever for eksempel alltid overføringsnett og veier for installasjon, som kan ha åpenbar nytteverdi lokalt.

Miljøverndepartementet har satt ned et ekspertutvalg for økosystemtjenester, som skal drøfte verdien av naturmangfoldet i Norge slik at vi blir bedre i stand til å se verdien av en velfungerende natur og de tjenestene naturen gir. Utvalget skal levere sin innstilling innen 31. august 2013.

7.2.7 Kompensasjonsordninger

De som berøres av energiprojekter får i varierende grad økonomisk kompensasjon fra tiltakshaver. Ved utbygging av større vannkraft er det rettighetsbaserte ordninger med næringsfond, konsesjonsavgift og konsesjonskraft⁹ som tilgodeser vertskommuner og fylkeskommuner. Vannkraftkommunene (og fylkeskommunene) mottar også naturressursskatt fra produsentene. Det er også vanlig med konsesjonsvilkår som i noen grad tilgodeser lokalsamfunnets interesser (for eksempel standard på veier). Ved utbygging av vindkraft og småkraft finnes det eksempler på frivillige avtaler om næringsfond og lignende. Eiendomsskatt er en viktig inntektskilde for mange kommuner med energianlegg.

Utbygging av visse energiprojekter kan få tilatelse til å ekspropriere grunn og fallrettigheter. Det faktiske tapet for berørte grunn- og fallrettseiere skal da erstattes. Oppnås det ingen minnelig avtale, fastsettes erstatningen ved rettslig skjønn. Dersom formålet med ekspropriasjonen er utbygging av vannkraft, skal tapserstatningen ha et tillegg på 25 prosent. Begrunnelsen for dette var opprinnelig at verdien av fallrettigheter ble satt lavt ved utmåling av ekspropriasjonserstatning, og at det derfor ble vurdert som rimelig at opprinnelige eiere burde få en del av gevinsten ved energiprojektet. I nyere rettspraksis er imidlertid fallrettigheter verdsatt stadig høyere, og i dag er det vanlig at det utmåles erstatning etter markedsverdi som om fallrettshaver hadde bygget ut selv. Det er derfor stilt spørsmål ved om begrunnelsen for tillegget på 25 prosent er falt bort, men Høyesterett har uttalt at dette er en lovgiveroppgave.

⁹ Konsesjonskraft er kraft produsentene må selge relativt rimelig til kommunen og fylkeskommunen hvor kraftverket ligger. Se avsnitt 6.6.2 for en nærmere forklaring.

For kraftledninger og vindkraftanlegg er det ikke slike regler om mererstatning.

Dagens regler for kompensasjon kan ha noen utilsiktede virkninger. Dersom en vassdragsregulering medfører overføring av vann fra en kommune til en annen, får kommunen vannet hentes fra, lite av den kompensasjonen kraftverket betaler til berørte kommuner. Grunnlaget for en rekke av ytelsene beskrevet ovenfor til vannkraftkommuner er netto energiproduksjon, noe som fører til at eventuell økt bruk av pumping vil kunne slå negativt ut for de aktuelle kommunene.

I forbindelse med konsesjonsbehandlingen av store kraftledninger har særlig kommunene pekt på at det er manglende samsvar mellom de som får fordeler og de som får ulemper av kraftledningene. I dag er eventuell inntekt til kommunen i all hovedsak knyttet til eiendomsskatt. Denne skatten er beskjedent for luftledninger, men utgjør mer for dyrere løsninger som jordkabel og stasjoner. I tillegg til eiendomsskatt gir utbygging av kraftledninger ringvirkninger gjennom lokale kjøp av varer og tjenester.

Det synes å være to hovedsyn som gjør seg gjeldende i ledningssaker. Noen legger vekt på at større kraftledninger ofte begrunnes ut fra nasjonale og regionale hensyn, mens det er lokalsamfunnene som sitter igjen med de konkrete ulemperne i form av arealbeslag og miljøulempere. En kompensasjonsordning for kommuner kan virke utjevne. Andre legger vekt på at det enkelte nettprosjekt ikke bare er nyttig for områdene som knyttes sammen, men også for robustheten i hele sentralnettet og dermed hele landet. Hvordan nytteverdier og ulemper fordeles seg mellom ulike områder er vanskelig å anslå. Etter dette synet vil ikke en kompensasjonsordning bidra til noen mer rettferdig fordeling, bare en annenledes fordeling.

Innføring av en eventuell kompensasjonsordning for store kraftledningsutbygginger forutsetter praktiserbare ordninger. Kriteriene for en kompensasjonsordning må være klare og objektive, og kan for eksempel knyttes til spenningsnivå og lengde eller arealbeslag. Det må vurderes hva som er et rimelig nivå for kompensasjon, om det skal være en årlig utbetaling eller et engangsoppgjør og om det skal gjøres forskjell på ledninger, transformatorstasjoner og bryterfelt. Samtidig må forholdet til blant annet inntektsrammereguleringen for nettselskapene avklares.

7.3 Utvalgets vurderinger

Naturen er menneskenes livsgrunnlag, og vi er en del av naturen. Norge har store muligheter innen fornybar energi og store verneverdige naturverdier. Samtidig er Norge et moderne og høyteknologisk land med store krav til forsyningssikkerhet for energi. Utnyttelsen av norske energiresurser må være bærekraftig. God planlegging, kunnskap om naturverdiene og velfungerende konsesjonsprosesser er derfor verdifullt.

Dagens planleggings- og konsesjonsprosesser er utgangspunktet for å avveie nyttevirksomheter og ulemper med energiprojekter. Saksbehandlingen er grundig og skal bidra til at ulike interesser kommer til ordet. Utvalget er opptatt av å ha et godt konsesjonssystem.

Utvalget mener imidlertid at tiden det tar, fra søknad er sendt til endelig vedtak er fattet, er for lang. Forsvarlig saksbehandling må sikres, men det må ta kortere tid. Konsesjonsprosessen er ressurskrevende for både tiltakshavere, myndighetene og berørte interesser. Det kan være negativt for forsyningssikkerheten, verdiskapingen og naturen. Selv om det ikke er ønskelig med endringer som innebærer at viktige interesser utelates, ser utvalget et behov for å effektivisere konsesjonsbehandlingen og få ned saksbehandlingstiden. Det er også behov for å styrke forskning og kompetanse om virkninger av energiprojekter mer generelt.

7.3.1 Forskning og kompetanse

Vi har allerede god generell kunnskap om energiprojekters miljøvirkninger. Kunnskapsgrunnlaget er imidlertid mangelfullt på enkelte områder, særlig når det gjelder sumvirkninger av flere inngrep. En framtid med mer ny fornybar energi, energilagring, økte effektleveranser og videre utbygging av nett vil i tillegg gi nye utfordringer for natur og miljø. Styrket kompetanse og mer kunnskap vil bidra til bedre kvalitet, gode løsninger og raskere prosesser.

Utvalget mener forskningen på økosystemet, artsmangfoldet, bedre utbyggingsløsninger og avbøtende tiltak er viktig. Introduksjon av andre energikilder enn vannkraft utvider behovet for kunnskap om natur- og miljøeffekter. Det er behov for økt kunnskap i alle faser knyttet til et energiprojekt – fra forhåndskartlegging og konsekvensutredning, gjennom utbygging og drift til vilkårsrevisjoner. Livssyklusanalyser og kunnskap om samlede klimaeffekter av ny fornybar energi er viktig for en bedre forståelse av utslipp av kli-

magasser og potensielle klimagevinster, blant annet ved økt utnyttelse av bioenergiressurser i Norge.

Det er også viktig at den samfunnsfaglige forskningen knyttet til nye energianlegg gir kunnskap om hvordan en bedre kan håndtere konflikter med lokale interesser, og belyse effekter for andre næringsinteresser, kulturminner og tur- og friluftsliv.

7.3.2 Mer effektiv konsesjonsbehandling

En god og effektiv planleggings- og konsesjonsprosess er etter utvalgets oppfatning kjennetegnet av flere faktorer:

- Konsistente planer – planer på ulike nivå bør i størst mulig grad ha innbyrdes sammenheng. Det letter aktørenes beslutninger om hvilke prosjekter de bør satse på og myndighetenes prioriteringer av ulike hensyn.
- Grundighet – relevante interessekonflikter blir faglig godt belyst og vurdert, slik lovverket stiller krav om.
- Saklighet og relevans – bare relevante og vesentlige interessekonflikter blir behandlet grundig. Miljøvirkning per kW og kWh er et viktig kriterium, men ikke det eneste.
- Forutsigbarhet – en godt orientert tiltakshaver skal med rimelig grad av sikkerhet klare å forutsi resultatet. Unntaket er når det dukker opp uventede forhold underveis i prosessen.
- Hurtighet – tidsbruken fra tiltakshaver bestemmer seg for å undersøke mulighetene for konsesjon til spørsmålet er avklart, er begrenset og står i forhold til prosjektets kompleksitet og konfliktpotensial. Høringsfrister blir overholdt.
- Samtidighet – ulike instanser arbeider parallelt, ikke sekvensielt.
- Åpenhet – konsesjonsprosessen er preget av åpenhet hele veien.
- Balanse – det samlede resultatet over tid blir at vesentlige verneinteresser ivaretas samtidig som både forsyningssikkerhet og verdiskaping sikres.

På denne bakgrunn vil utvalget peke på flere utfordringer ved dagens konsesjonssystem:

Køene er lange

Som vist foran er det et betydelig antall søknader om småkraft som ikke er tatt til behandling i NVE.

Det ventes også mange revisjoner av vilkår for vannkraftkonsesjoner det nærmeste tiåret. I tillegg til en saksbehandlingstid som i seg selv er lang, er flere år i kø for å komme til saksbehandling ikke akseptabelt. Det ligger også et betydelig antall klagesaker i OED.

Ved å sette frister for saksbehandlingstiden i NVE og OED mener utvalget myndighetene vil få press på seg til å sette av tilstrekkelige ressurser til konsesjonsbehandling. Dette vil kreve at andre berørte myndigheter også øker sin saksbehandlingsskapasitet tilsvarende. Slike frister krever imidlertid gjennomtenkte sanksjonsmuligheter, og må ikke gå på bekostning av kvaliteten på saksbehandlingen.

Lovverket er komplisert

Konsesjonssystemet har i løpet av mer enn hundre år gradvis utviklet seg til et komplisert og omfattende system som er utfordrende for både energimyndighetene, miljømyndighetene og allmenne interesser. I et langsiktig perspektiv forventer utvalget fortsatt stor utbygging av energisystemet. Utvalget mener at et mer oversiktlig og enklere lovverk kan korte ned saksbehandlingstiden, redusere dobbeltarbeid og generelt bidra til bedre forståelse for viktige avveininger som må gjøres, samtidig som intensjonene i dagens lovverk beholdes.

Behov for overordnede politiske prioriteringer

På nasjonalt plan bør det være en politisk avklaring av hva slags type energiprojekter det skal legges til rette for og hvilke miljøhensyn som skal tas. Mangel på klare og entydige politiske føringer svekker NVEs mulighet til å treffe vedtak innenfor rimelige tidsfrister. Det er viktig med god dialog mellom energi- og miljømyndighetene, og de overordnede mål for utvikling av energisektoren bør være sammenfallende. Den omfattende ressursbruken til planer med ulikt fokus og formål synes bare i begrenset grad å være til hjelp for konsesjons- og miljømyndigheter.

Omfattende saksbehandling

Utvalget mener det er viktig med en grundig saksbehandling av energiprojekter, men mener dagens system er for omfattende. Med dagens konsesjonsprosess er det opp til tre høringsrunder i tillegg til behandlingen i NVE og OED.

Kompensasjonsordninger for store ledningsprosjekter

Rettighetsbaserte ordninger kan bidra til en mer smidig saksbehandling, samtidig som miljøkostnader i noen grad lettere kan innarbeides i tiltakshavers vurderinger.

7.3.3 Særmerknader

Særmerknad fra Petter Haas Brubakk og Kathrine Fog

Disse medlemmer mener at det er viktig med framdrift i nettutviklingen, i godt samarbeid med berørte lokalsamfunn og kommuner, men at det samtidig må legges vekt på kostnadseffektive løsninger. Forslaget om en kompensasjonsordning for store ledningsprosjekter er ikke tilstrekkelig grundig vurdert, verken i forhold til hvordan ordningen skal utformes eller hvilke økonomiske og administrative konsekvenser en slik kompensasjon vil ha for de betydelige nettutbyggingene som er planlagt gjennomført de neste årene. Det er et viktig hensyn, ikke minst for konkurranseutsatt industri, at kostnadene holdes på et forsvarlig nivå, og at samfunnsøkonomisk lønnsomhet legges til grunn. Dette er ikke fremhevet i tilstrekkelig grad. Det er heller ikke sannsynliggjort at en slik ordning uten videre vil bidra til større lokal aksept for nettutbygginger og dermed raskere gjennomføring av disse, slik intensjonen i forslaget er. På denne bakgrunn kan disse medlemmer ikke støtte utvalgets forslag om en kompensasjonsordning

Særmerknad fra Lars Haltbrekken

Dette medlem frykter at en hurtigere avvikling av konsesjonskøene kan gå utover hensynet til natur og miljøverdier. De store køene av omsøkte vind- og vannkraftutbygginger gjør at vi kan velge de prosjektene med minst konsekvenser for naturen, energimyndighetene bør skrinlegge de med de største negative konsekvensene.

Tidsfrister som etableres må ikke gå utover kunnskapsinnhenting knyttet til natur og miljø.

Dersom OED og NVE skal prioritere konsesjonsbehandlingen slik at køene går ned, må det miljøfaglige beslutningsgrunnlaget i hver sak sikres og miljøforvaltningen må sikres større ressurser slik at de kan bidra til en forsvarlig behandling av sakene.

Dette medlem mener at det norske regelverket en utbygger må forholde seg til, har blitt stadig bedre, og med innføringen av Naturmangfoldloven skal hensynet til naturen veie tyngre enn før. Med den store utfordringen vi står ovenfor når det gjelder tap av planter og dyr kan ikke en eventuell forenkling av lovverket svekke natur- og miljøkravene som gjøres gjeldende i konsesjonsprosessen.

Forslaget om en uavhengig klagenemd for mindre saker må sørge for å ha tilstrekkelig naturfaglig kompetanse i forhold til energisaker.

Dette medlem mener forvaltningslovens krav om en faglig gjennomgang av saken ved eventuell anke er viktig og sikrer at ny informasjon kan komme fram. Dette gjelder også nye befaringer og folkemøter som utvalgsmedlemmet ser på som viktig i den demokratiske prosessen fram mot endelig vedtak.

Kapittel 8

Energibruk i framtiden

Utviklingen i energibruken er et hovedelement når man skal vurdere energi- og kraftbalansen på lang sikt. Utvalget er bedt om å legge særlig vekt på å vurdere hva som kan gjøres for å begrense energibruken. Endringer i energibruken må ses i sammenheng med den underliggende samfunnsutviklingen, utviklingen i energipriser og politiske rammebetingelser, potensialer for energieffektivisering, konvertering mellom energibærere og virkemiddelbruken.

Internasjonale sammenligninger viser at energibruken per enhet BNP (energiintensiteten) er lavere for Norge enn for OECD-gjennomsnittet. I 2009 hadde norsk økonomi en energiintensitet på linje med Tyskland, høyere enn Danmark og lavere enn Sverige og Finland. Den samlede energibruken i husholdningene i Norge er på nivå med de andre nordiske landene. Kapittel 12 presenterer utdypende fakta om energibruken i Norge.

Elektrisitet er den dominerende energibæreren i stasjonær energibruk i Norge. Det kommer av at vi har en omfattende kraftintensiv industri, og at vi i større utstrekning enn andre land, også i Norden, benytter elektrisitet til oppvarming.

I det markedsbaserte systemet som fulgte etter energiloven av 1990, skal markedsprisene sørge for at forbrukerne blir stilt overfor priser som reflekterer produksjons- og transportkostnadene. Høye priser stimulerer til redusert forbruk når det er knapphet. Men markedsprisene reflekterer ikke nødvendigvis kostnadene knyttet til naturinngrep, forurensning og utslipp av klimagasser. Mangel på «riktige priser» er en viktig begrunnelse for å stimulere til økt energieffektivisering.

8.1 Effektivisering, konvertering og nye anvendelser

Utviklingen i energibruken påvirkes generelt av utviklingen i energimarkedene og av politikk og virkemidler. Høyere energipriser og ulike virkemidler, som for eksempel kvotepris på CO₂ eller

tekniske forskrifter og pålegg, bidrar til å begrense energibruken. Andre faktorer vil øke energibruken. Nettoeffekten er usikker. Referansecenarioene i EUs Energy Roadmap 2050 viser en nedgang i energibruken i EU på 2,5-10 prosent i 2050 sammenliknet med nivået i 2005-2006.

Tabell 8.1 gir en oversikt over drivkrefter som vil påvirke utviklingen i energibruken på lang sikt.

Utviklingen i energibruken mot 2050 er avhengig av de generelle utviklingstrekkene i samfunnet. Trendframskrivninger tyder på en betydelig *befolkningsvekst*, fortsatt *sentralisering* og *økt privat forbruk* fordi vi blir rikere. Sentraliseringen innebærer blant annet at en større andel av befolkningen i framtiden vil bo i leiligheter, se avsnitt 4.1.1. Samtidig blir gjennomsnittshusholdningen mindre. Over tid skjer det *endringer i bygningsmassen*: En del bygg rives hvert år, og en del eksisterende bygg rehabiliteres. Nybygg er mer energieffektive enn eksisterende bygg, blant annet fordi strengere byggforskrifter bidrar til å redusere energibruken til oppvarming.

Økonomisk vekst trekker i retning av økt energibruk, men *endringer i næringsstruktur* påvirker også utviklingen i energibruken. I henhold til framskrivningen i Nasjonalbudsjettets referansebane får vi sterk vekst i de tjenesteytende næringene mot 2050, og energiintensive næringers andel av BNP reduseres. En slik vridning fra næringer med høy energiintensitet til næringer med lavere energiintensitet, gir totalt sett lavere energiintensitet i økonomien over tid. Vekst i tradisjonelle og nye *energiintensive næringer*, trekker energibruken opp. Hvor stor nettoeffekten blir kommer an på energiintensiteten i de næringene som fortreges.

Teknologiutvikling trekker trendmessig mot redusert energibruk. Utviklingen påvirkes dessuten av *prisutviklingen* og av politikk. Strengere *standarder og krav* og *støtte til energieffektivisering* begrenser utviklingen i energibruken.

Sammenhengen mellom økonomisk vekst og endring i næringsstruktur på den ene siden, og utviklingen i energibruken på den andre, kan måles ved hjelp av *energiintensiteter*. Energiintensi-

Tabell 8.1 Drivkrefter som påvirker utviklingen i energi- og kraftforbruket på lang sikt

Faktorer som påvirker energibruken	Økt energibruk	Kan gå begge veier	Redusert energibruk
Befolkningsvekst	x		
Sentralisering			x
Økt privat forbruk	x		
Endringer i bygningsmassen			x
Økonomisk vekst	x		
Endring i næringsstruktur		x	
Vekst i energiintensive næringer	x		
Mer energieffektiv teknologi			x
Lavere energipriser	x		
Høyere energipriser			x
Støtte til energieffektiviseringstiltak			x
Strengere standarder og krav			x
Konvertering fra fossil energi til elektrisitet ¹			x

¹ Konvertering til el øker elforbruket. Konvertering fra fossil energi til elektrisitet gir som regel en energieffektiviseringseffekt.

teten for en sektor uttrykker hvor mye energi som brukes per enhet av for eksempel produksjon eller konsum i sektoren.

Over tid er den norske økonomien blitt mindre energiintensiv. I perioden 1990 til 2009 gikk energibruken per enhet produksjonsverdi ned med 29 prosent i Norge (Bøeng m.fl., 2011). Siden 1975 har nedgangen i energiintensitet i Norge vært noe mindre enn gjennomsnittet for OECD-området. Det er imidlertid vanskelig å sammenlikne energiintensiteter mellom land fordi landene har svært ulike næringsstruktur og energimiks.

Vi henviser til kapittel 12 for mer utfyllende informasjon om energibruken i nasjonalbudsjettets referansebane. Kapittel 12 drøfter også energiintensiteter nærmere, mens kapittel 2 gir en oversikt over den historiske utviklingen i energibruken.

8.1.1 Energibruk i bygg

Studier av energieffektivisering i bygg viser at potensialet for energieffektivisering er størst innenfor oppvarming. Energieffektiviteten i nye bygg har særlig stor betydning for energibruken på lang sikt. Bygg har lang levetid, og det er lettere å få til energieffektive løsninger når det tas hensyn til dette i planleggingen av bygget. Samtidig vil dagens bygg stå for en stor del av energibruken i lang tid. Studier viser at det finnes bety-

delige potensialer for energieffektivisering i eksisterende bygningsmasse. Estimaten er imidlertid usikre, og bygningsstatistikken for eksisterende bygg er mangelfull. Vi har for eksempel ikke full oversikt over hvor stor andel av elektrisiteten som brukes til oppvarming av arealer og tappevann, og hvor mye som brukes til lys og elektrisk utstyr.

Utgangspunktet for vurderinger av potensialer for energieffektivisering i bygg er vanligvis det *tekniske* potensialet. Det tekniske potensialet er et estimat på hvor mye energibruken kan reduseres sammenliknet med dagens energibruk dersom man tar i bruk beste tilgjengelige teknologi i alle eksisterende bygg. Det er ikke realistisk å bringe hele bygningsmassen opp på dagens nivå på kort sikt. Det tar tid å realisere mye av det tekniske potensialet. Med dagens virkemidler vil rehabiliteringer, enkelttiltak og adferdsendringer realisere deler av det tekniske potensialet over tid. Det tekniske potensialet inkluderer også den energieffektiviseringen som «skjer av seg selv».

Det tekniske potensialet for energieffektivisering i bygg er betydelig. I løpet av de siste årene har for eksempel Lavenergiutvalget (2009), Arnstad-utvalget (Kommunal- og regionaldepartementet, 2010) og Klimakur (2010), med ulike fokus og tidsperspektiv, estimert betydelige tekniske potensial for energieffektivisering i bygg. Lavenergiutvalget foreslår at det settes et mål om

Boks 8.1 Utvikling i energibruk og effektiviseringsrater

De siste 20 årene har gjennomsnittlig vekst i samlet energibruk i alminnelig forsyning vært vel 1 prosent per år. Veksttakten har holdt seg stabil etter årtusenskiftet. I samme periode har BNP vokst med om lag 2 prosent. Det betyr at energiintensiteten har falt med om lag 1 prosent per år. Den årlige effektiviseringsraten har med andre ord vært om lag 1 prosent per år. Fram til 2040 ventes BNP å øke med 2 prosent per år, innbyggertallet med under en prosent per år, og privat konsum med 3,3 prosent per år.

Ulike studier gir ulike anslag for mulig effektivisering i bygg mot 2040. For å illustrere hvordan disse anslagene relaterer seg til den historiske utviklingen, kan man beregne den gjennomsnittlige årlige effektiviseringen som ulike volum for effektivisering innebærer. Dersom energibruken i bygg utvikler seg i samme takt som historisk, vil vi få en samlet energibruk i bygg på omkring 108 TWh i 2040.

Hvis vi skal redusere energibruken ytterligere, vil den nødvendige årlige effektiviseringsraten bli som vist i tabell 8.2:

Tabell 8.2 Årlige effektiviseringsrater og framtidig energibruk

Energisparing i forhold til trend, TWh	Energibruk 2040, TWh	Årlig effektiviseringsrate, prosent
Trend (0)	108	-1
20	88	-1,7
40	68	-2,5
60	48	-3,7

å redusere energibruken i bygg med 10 TWh til 2020 og 40 TWh til 2040 sammenliknet med dagens nivå på 80 TWh.¹ Det innebærer en halvering av energibruken i bygg i forhold til referansenivået i 2040. Arnstad-utvalget konkluderte med at det er realistisk å oppnå målet for 2020, og mulig å oppnå målet for 2040.² Klimakur analyserer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av ulike effektiviseringstiltak, men her er oppmerksomheten rettet mot lønnsomme utslippsreduksjoner og ikke mot energibruken som sådan.

For å bedre grunnlaget for utforming av virkemidler for energieffektivisering i bygninger har Enova fått gjennomført tre potensial- og barrierestudier som tar for seg yrkesbygg og boliger. Enovas studier finner tekniske potensialer for energieffektivisering som er på linje med tidligere studier (Enova, 2012a).

I tillegg til det tekniske potensialet har studiene beregnet økonomiske potensialer, og Enova har, basert på delrapportene, anslått realistisk potensial:

- *Økonomisk potensial* er den delen av det tekniske potensialet som det er lønnsomt å gjennomføre når man tar hensyn til kostnader og gevinster ved tiltakene. Det økonomiske potensialet henger blant annet sammen med forventede energipriser.
- *Realistisk potensial* er den delen av det tekniske potensialet som er knyttet til planlagte rehabiliteringer. Antatt rehabiliteringstakt er en kritisk forutsetning.

Enova har ikke beregnet kostnadene knyttet til realisering av det realistiske potensialet. En god del rehabilitering gir energisparegevinster uansett. Hvor stor andel dette utgjør, er heller ikke beregnet.

Studiene finner følgende tekniske, økonomiske og realistiske potensialer for eksisterende bygg til 2020, og for passivhus og nær nullenergibygg³ til 2040.

¹ «Dagens nivå» refererer til samlet energibruk i bygg i 2007: 80 TWh fordelt på 44 TWh i boliger og 36 TWh i yrkesbygg. Lavenergiutvalget anser dagens nivå på energibruken som et realistisk referansenivå for energibruken i bygg i 2040.

² «Målsetningen om å nå 10 TWh/år i 2020 er meget ambisiøs, men kan nås med en kombinasjon av strenge regulatoriske krav og rause økonomiske tilskudd (...) Fram mot 2040 er det et stort potensial, men det er der også langt vanskeligere å si noe om hvilken teknologi som er tilgjengelig og hvilke rammebetingelser som vil gjelde.» (s. 68).

³ Nær nullenergibygg er i rapporten definert som passivhus hvor oppvarmingsbehovet er dekket av ny fornybar energi.

Boks 8.2 Barrierer for energieffektivisering i bygninger

Tabell 8.3 Barrierer for energieffektivisering i eksisterende yrkesbygg

Kategori av barriere	Konkrete barrierer
Praktiske barrierer	Forankring i egen organisasjon Motstridende myndighetskrav Utforming av kontrakter mellom eier og leietaker
Økonomiske barrierer	Rigid rammeverk for offentlige aktører Offentlige virksomheter får ikke låne penger Høye investeringskostnader
Holdningsbarrierer	Lav bevissthet knyttet til energibruk/myter Bedriftskultur/skepsis til energieffektivisering
Kunnskapsbarrierer	Manglende kunnskap om fordeler og lønnsomhet ved energieffektivisering Manglende kompetanse knyttet til drift av bygg

Kilde: Enova (2012a)

Tabell 8.4 Barrierer for energieffektivisering i eksisterende boliger med anslått prosentvis betydning

Barriere	Prosentvis betydning
For dyrt, dvs. kostnaden er for høy og/eller gevinstene for små	19,72
Mangel på offentlige anbefalinger og utilstrekkelig offentlig støtte	14,05
For vanskelig og/eller krevende	10,92
Komfort, dvs. for små komfortgevinster	8,02
Usikkerhet om tiltakene vil fungere som antatt	7,22
Planlegger å flytte	6,95
Mangel på informasjon	6,73
Mangel på engasjement	6,16
Har ikke oversikt over oppvarmingskostnaden	6,14
For liten egenkunnskap (om boligen)	5,93
Skjemmer boligen	4,23
Mangel på håndverkere	3,92

Kilde: Enova (2012a)

Eksisterende yrkesbygg 2010-2020 (Enova, 2012b):

- Teknisk potensial er beregnet til 18,6 TWh.
- Privatøkonomisk lønnsomt potensial er beregnet til 8,7 -10,3 TWh ved en energipris på henholdsvis 80 og 110 øre/kWh.
- Realistisk potensial er anslått til 3-4,5 TWh

Eksisterende boliger 2010-2020 (Enova, 2012c):

- Teknisk potensial er beregnet til 13,4 TWh.
- Økonomisk potensial er beregnet til 2,4-3,2 TWh ved en energipris på henholdsvis 110 og 140 øre/kWh.
- Realistisk potensial er anslått til 1,4-3 TWh

Boks 8.3 Framtidens bygg

De største mulighetene for energibesparelser og bruk av fornybar energi på lang sikt finnes i nybygg, der husene kan planlegges med totalintegreerte løsninger med energieffektivisering som hovedmål. Lavenergihus, passivhus og plusshus er framtidens bygg.

EUs reviderte bygningsenergidirektiv legger opp til at alle nye bygninger skal være «nesten nullenergibygninger» fra 2020.

I 2010 fastsatte Norges Byggstandardiseringsråd en norsk standarddefinisjon for lavenergihus og passivhus:

Lavenergihus er boliger som er bedre isolert mot varmetap enn dagens byggforskrifter tilsier. Årlig totalt energibehov skal ligge på under 100 kWh/m². En vanlig ny bolig har et behov på om lag 160 kWh/m².

En bolig bygget som passivhus har et totalt energibehov som er om lag 25 prosent av energibehovet til en vanlig bolig, og årlig oppvarmingsbehov skal blant annet ikke overstige

15 kWh/m². De viktigste tiltakene i et passivhus er ekstra god isolasjon og tetthet, god utnyttelse av sol ved plassering av mest mulig av vindusarealet mot syd, balansert ventilasjon med høyeffektiv varmegjenvinning, og bruk av energi-effektive hvitevarer og belysning. Det gjenværende energibehovet skal i størst mulig grad dekkes av lokalt produsert fornybar energi som solvarme, biobrensel, og lignende.

Plusshus eller aktivhus er hus som produserer mer energi enn de bruker. I tillegg til tiltak for å redusere energibruken knyttet til bygningskropp og bruk, kreves det produksjon av egen energi ved hjelp av solfangere, jordvarme eller andre relativt enkle løsninger.

Enova har et eget delprogram for bygg som gir økonomisk støtte til forbildeprosjekter. Støtten innebærer også rådgivning og workshops for passivhusbygging. Husbanken har egne støtteordninger for energi- og klimavennlige bygg.

Passivhus og nær nullenergibygninger 2010-2040 (Enova, 2012d):

- Teknisk potensial ved å heve hele bygningsmassen fra TEK 10-standard til passivhusnivå i 2020 er anslått til 5 TWh.
- Teknisk potensial ved å heve hele bygningsmassen fra TEK 10-standard til nær nullenergibygninger i 2040 er anslått til 31,5 TWh i 2040.
- Framskrivning basert på dagens byggstandard og kostnadsnivå gir en reduksjon på 3 TWh i 2040, ut over TEK 10-standard.

Studiene viser at det er et sammensatt sett av barrierer som gjør at aktørene ikke gjennomfører samfunnsøkonomisk lønnsomme energieffektiviseringstiltak. En oversikt over identifiserte barrierer er vist i boks 8.2. Manglende privatøkonomisk lønnsomhet er en viktig barriere, men ikke den eneste. Energibruken involverer et stort antall ulike aktører, verdikjedene er sammensatte, og gode løsninger krever tverrfaglig problemløsning. Ut over tekniske og praktiske barrierer⁴

mangler det også kunnskap og kompetanse, både om hvilke muligheter som finnes, og om hvordan man skal bruke bygninger på en energieffektiv måte. På boligsiden er barrierene særlig komplekse og sammensatte, og analyser peker spesielt på samspillet mellom manglende lønnsomhet, manglende offentlige anbefalinger og støtte, samt kompleksitet som viktige barrierer (Enova, 2012a).

Barrierer endres over tid gjennom et samspill mellom virkemidler, energipriser og markedsløsninger. Energisparekontrakter med garantert besparelse (EPC-kontrakter) er et eksempel på at markedet, i samspill med virkemiddelapparatet, bidrar til å bygge ned barrierer for lønnsomme tiltak.⁵

Fram mot 2040 vil det realistiske potensialet nærme seg det tekniske potensialet fordi flere bygg rives og rehabiliteres, og fordi det bygges nye, mer energieffektive nybygg. I hvilken grad dette skjer avhenger av hvor fort markedet utvikler seg, for eksempel hvor konkurransedyktige

⁴ Et eksempel på en teknisk barriere er kompliserte beregningsmetoder for nybygging av lavenergibygg. Eksempler på praktiske barrierer for gjennomføring av tiltak i yrkesbygg er forankring i egen organisasjon, motstridende myndighetskrav og utforming av gode insentivkontrakter mellom eier og leietaker.

⁵ EPC-kontrakter tilbys av markedsaktører som garanterer en viss strømbesparelse (20-30 prosent) ved gjennomføring av lønnsomme tiltak, og tilbys blant annet til offentlige eiendomsbesittere. Dette markedet er i en tidlig fase i Norge. Slike kontrakter er først og fremst egnet for større aktører og bygg.

passivhus og nullenergibygg blir, noe som igjen henger sammen med energipriser, forskriftskrav, innovasjonstakten i markedet, forskriftsendringer og virkemiddelutformingen.

Den samlede effekten av energieffektivisering i bygg kommer ikke bare an på tiltakene som gjennomføres. Effekten på energibruken kommer også an på hvordan byggene og løsningene blir brukt. Blant annet viser det seg at energibruken ofte blir høyere enn forutsatt fordi noe av besparelsen tas ut i høyere komfort eller økt bruk av energi til andre formål (lekkasje-effekt⁶), eller på grunn av «feil» bruk, for eksempel ved at styrings-systemer ikke brukes som forutsatt, eller at bruken av bygget endres. Videre kan endringer i holdninger, bevissthet og kompetanse endre energibruken. Endret bruk av bygninger og økt behov for kjøling kan også trekke energibruken opp.

8.1.2 Virkemidler for energieffektivisering i bygg

Norske myndigheter bruker en rekke virkemidler for å påvirke energibruken og stimulere til økt energieffektivitet.⁷ Virkemiddelapparatet omfatter regulatoriske virkemidler som lover og forskrifter, for eksempel tekniske byggstandarder, økonomiske virkemidler som avgifter og støtteordninger, og informasjon og rådgivningstjenester, samt frivillige avtaler mellom myndighetene og aktører eller bransjer. Lover og forskrifter legger begrensninger på hvilke løsninger som kan velges, mens informasjon og rådgivning gjør det lettere for aktørene å finne fram til og vurdere ulike løsninger. Avgifter stimulerer til energieffektivisering ved å gjøre det dyrere å bruke energi, mens støtteordninger gjør det billigere å gjennomføre tiltak for energieffektivisering.

Direktiver og forordninger fra EU legger også føringer for mål og virkemidler. Dagens norske virkemiddelapparat er nærmere omtalt i avsnitt 12.2.2.

Generelt begrunnes støtte og andre virkemidler for energieffektivisering i de ulike barrierene

som hindrer gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak. IEA grupperer typiske barrierer for lønnsom energieffektivisering i kategoriene informasjonssvikt, for eksempel manglende informasjon om mulige tiltak og virkningene av tiltak, insentivskjevheter, for eksempel som følge av at den som bærer kostnaden ved et tiltak ikke høster gevinstene, og uforklart adferd, som impliserer at tiltak som vurderes som privatøkonomisk lønnsomme, ikke gjennomføres (Ryan m.fl., 2010). En annen grunn til at tiltak som er funnet lønnsomme i generelle kalkyler ikke gjennomføres, kan være at beregningene ikke tar hensyn til alle reelle kostnader knyttet til tiltakene, og at kostnader og gevinster varierer mellom individuelle aktører og tiltak innenfor en kategori eller gruppe (Ibenholt og Fiksen, 2011, og THEMA Consulting Group, 2011). I så fall er potensialet overvurdert.

IEA-rapporten 'Energy efficiency and carbon pricing' anbefaler en meny av virkemidler for energieffektivisering, avhengig av hvilken markedssvikt eller barriere som er problemet, se tabell 8.5.

Virkemiddelmenyen i Norge stemmer godt overens med anbefalingene fra IEA. IEA har imidlertid ikke gjort noen vurdering av styrken i virkemiddelbruken, verken for virkemidlene hver for seg eller samlet. I avsnitt 12.2.2 gis en oversikt over dagens virkemidler rettet mot energibruk i Norge.

Virkemidler kan utformes på mange ulike måter og utformingen kommer an på hva man vil oppnå, det vil si hvordan målet er definert. Vil man korrigere for manglende eksterne kostnader, er for eksempel avgifter det mest effektive virkemidlet. Kostnadene internaliseres, men man vet ikke på forhånd hva den samlede effekten på energieffektivisering og energibruk blir. Et absolutt mål for energibruken – eller effektiviseringen – sier implisitt at tiltak av et visst omfang skal gjennomføres uavhengig av kostnad. For å oppnå et slikt mål vil man typisk bruke en kombinasjon av virkemidler. Virkemidler kan også rettes mot spesifikke tiltak, som for eksempel støtte til varmepumper i husholdningene, eller spesifikke barrierer, som for eksempel støtte for å identifisere lønnsomme tiltak i næringsbygg eller industrien. I alle tilfeller bør kostnadene knyttet til innføring og forvaltning av virkemidler veies opp mot gevinstene av virkemidlene.

Når det gjelder bygg, er det utfordrende å utforme presise virkemidler for å utløse spesifikke tiltak fordi potensialene finnes hos mange små og ulike aktører.

⁶ Slike lekkasje-effekter kalles i faglitteraturen for rebound-effekter.

⁷ Det er et viktig skille mellom tiltak og virkemidler: Tiltak er alle de aktivitetene og investeringer som gjennomføres for å redusere energibruken, for eksempel isolering, installasjon av styresystemer og investeringer i varmepumper. De fleste tiltakene gjennomføres uavhengig av virkemidler, det vil si på basis av markedsprisene. Virkemidler er pålegg og standarder, støtteordninger, skatter og avgifter, og så videre. Virkemidler stimulerer til tiltak og innrettes fortrinnsvis for å stimulere til gjennomføring av tiltak som ikke ellers ville blitt gjennomført.

Tabell 8.5 Markedssvikt og virkemidler for energieffektivisering

Markedssvikt	Energibruk i apparater	Energi til oppvarming i bygninger	
Informasjonssvikt	Energimerking	Standarder for bygningers energibruk	
	Verktøy for tilbakemelding til forbrukere	Energieffektiviseringssertifikat («hvite» sertifikat)	
	Tiltak som øker bevisstheten	Energirevisjoner og andre programmer for tilbakemelding til forbrukere	
	Minimumsstandarder for energibruk		
Insentivskjevheter ¹	Energimerking	Bygningsstandarder	
	- Asymmetrisk informasjon	Minimumsstandarder for energibruk	Energieffektiviseringssertifikat («hvite» sertifikat)
	- Delte insentiver		Tiltak rettet mot kontrakter for nybygging
Uforklart atferd ²	Minimumsstandarder for energibruk	Bygningsstandarder	
		- Inkonsistent adferd	Energieffektiviseringssertifikat («hvite» sertifikat)

¹ Løs oversettelse av det som i faglitteraturen kalles Principal-agent-problematikk

² Uforklart atferd er en løs oversettelse av begrepet «behavioral failure» (atferdssvikt). Inkonsistent atferd er en løs oversettelse av «bounded rationality» (begrenset rasjonalitet). Fenomenene relaterer seg til valg og avveininger som er tilsynelatende irrasjonelle og inkonsistente.

Kilde: Ryan m.fl. (2010)

I rapporten 'Energieffektivisering i eksisterende bygg' (Ibenholt og Fiksen, 2011), utarbeidet for Byggenæringens Landsforbund, presenteres blant annet følgende kriterier for valg og utforming av virkemidler for energieffektivisering i bygg:

- Høy kostnadseffektivitet, det vil si at målet skal nås til lavest mulig kostnad.
- God styringseffektivitet, det vil si at virkemidlet skal sikre at målet nås.
- Høy utløsende effekt, det vil si at støtte bare gis til tiltak som ellers ikke ville blitt gjennomført og at støttesatsen ikke er høyere enn den må være for å utløse tiltaket (dekke merkostnad).
- Lave administrative kostnader hos søkere og myndigheter.
- Små budsjettmessige konsekvenser, det vil si lave kostnader knyttet til finansiering av virkemidlet.

I realiteten må det gjøres avveininger mellom ulike hensyn. For eksempel kan den utløsende

effekten økes ved å ha et strengt krav til dokumentasjon av merkostnad, men det øker kostnadene knyttet til søknadsprosessen hos både tiltakshavere og myndigheter. Styringseffektiviteten kan økes ved å ha rutiner for oppfølging og kontroll, men det medfører en kontrollkostnad. Disse kostnadene må veies mot gevinsten av økt utløsende effekt og styringseffektivitet.

Samme rapport drøfter fire aktuelle typer virkemidler for energieffektivisering i bygg:

- Søknadsbasert støtte. Støtte gis til ulike (pakker av) tiltak etter individuell vurdering, og det kreves typisk dokumentasjon av oppnådd energisparing. Reglene for tildeling av støtte er kjent på forhånd. Vanligvis settes det av en pott for tildeling for hver søknadsrunde. Man vet ikke hvor mye energieffektivisering man får for pengene eller hvor dyrt det dyreste tiltaket blir. Fordeling av midlene skjer for eksempel ved at prosjekter prioriteres etter støttebehov per spart kWh. Det øker kostnadseffektiviteten av virkemidlet. Krav om oppfølging og rappor-

tering motvirker lekkasje-effekter. Administrasjonskostnadene kan være store både hos søker og myndighet.

- Rettighetsbasert støtte. Alle tiltak av en bestemt type får støtte. Antall tiltak og samlet støtte avhenger av antall søkere. Administrasjonskostnadene er relativt små, men den utløsende effekten kan være liten. Lekkasje-effektene kan være betydelige.
- Skattefradrag. Arbeidskostnader knyttet til bestemte tiltak gir rett til fradrag i skatten. Hovedhensikten er å stimulere til økt sysselsetting i byggebransjen og motvirke svart arbeid. Siden ordningen er rettighetsbasert, er verken omfanget av tiltak eller samlet støtteomfang (reduert skatteinngang) kjent på forhånd.
- Hvite sertifikater (energieffektiviseringssertifikater). Forhåndsdefinerte tiltak gir rett til sertifikater tilsvarende estimert energispareeffekt (antall kWh). Sertifikatene kan selges til energileverandører eller -distributører som pålegges å gjennomføre tiltak eller kjøpe sertifikater. Ordningen er en parallell til elsertifikatene for fornybar kraftproduksjon. Forskjellen mellom hvite sertifikater og elsertifikater, se boks 4.4, er at hvite sertifikater tildeles i henhold til estimert energisparing, mens elsertifikater tildeles i henhold til målt fornybarproduksjon. Sertifikatkostnaden motvirker lekkasje-effekter. Styringseffektiviteten er god med hensyn til samlet omfang av tiltak. Støtten per kWh fastsettes i markedet. Ordningen er kostnadseffektiv, men den utløsende effekten kan være lav.

Alle ordningene som er skissert over, med unntak av søknadsbasert støtte der man kan kreve måling av effekter, er knyttet til spesifiserte tiltak, og ikke til et absolutt nivå på energibruken (eller reduksjon i energibruken).

Ordningene kan utformes på ulike måter. Hvite sertifikater er i utgangspunktet en form for rettighetsbasert støtte ved at alle nærmere spesifiserte tiltak har rett til å motta sertifikater.

For effektiviteten i energisystemet er det viktig at de ulike aktørene stilles overfor de riktige prissignalene. Energifriser som reflekterer kostnadene knyttet til produksjon og overføring av energi, stimulerer til gjennomføring av lønnsomme effektiviserings- og konverteringstiltak. Samtidig må virkemidler for energieffektivisering og -omlegging ses i sammenheng med den samlede virkemiddelbruken i energisektoren.

Økt energi-/elavgift er et generelt virkemiddel som kan korrigerer for manglende prising av miljøvirkninger og utløse både små og store energi-

sparetiltak på en kostnadseffektiv måte. Generelle avgifter har små administrasjonskostnader. Økte avgifter kan være et supplement til virkemidler rettet mot spesifikke tiltak eller grupper.

8.1.3 Energibruk i industrien

Potensial for energioptimering

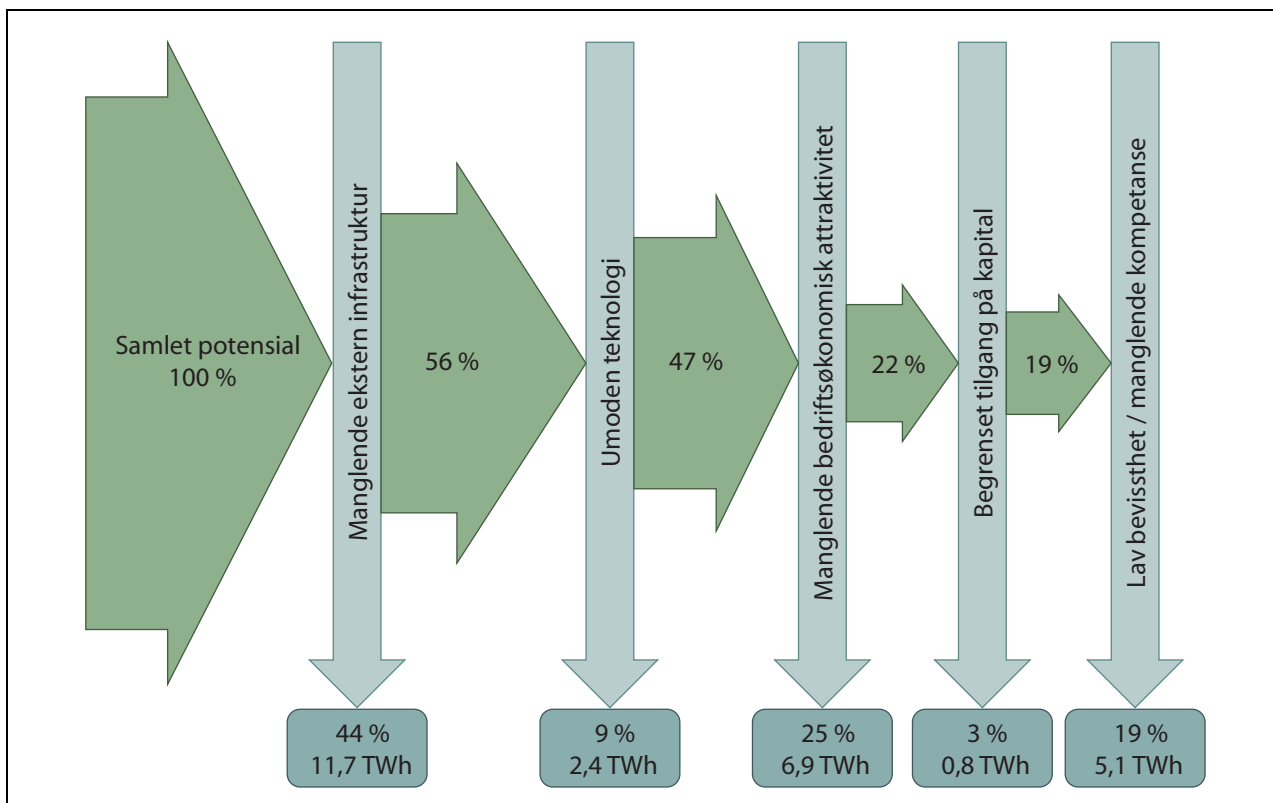
Potensial- og barrierestudien for landbasert industri (Enova, 2009) tar utgangspunkt i et teknisk effektiviseringspotensial i industrien på rundt 27 TWh i forhold til en energibruk i referansebanen på knapt 80 TWh i 2020. Analysen viser at 44 prosent av potensialet ikke realiseres på grunn av manglende ekstern infrastruktur (for eksempel at spillvarme ikke kan utnyttes fordi bedriften er lokalisert i et område som ikke er aktuelt for fjernvarme) og ytterligere 9 prosent på grunn av umoden teknologi, se figur 8.1. Det betyr at vel halvparten av potensialet i praksis ikke er realiserbart på kort sikt. Av det gjenværende potensialet (47 prosent) er om lag halvparten bedriftsøkonomisk ulønnsomt, mens resten forklares av manglende bevissthet og kompetanse. Begrenset tilgang på kapital har også en viss betydning (3 prosent).

Energibruk i kraftintensiv industri

Norge har en betydelig kraftintensiv industri som omfatter næringene aluminium, kjemiske råvarer, jern, stål, ferrolegeringer og treforedlingsindustri. I 2009 hadde kraftintensiv industri et kraftforbruk på knapt 34 TWh og en samlet energibruk på vel 48 TWh.

Kraftintensiv industri er eksportrettet og avhengig av å være konkurransedyktig mot andre internasjonale aktører i produktmarkedene. Mens norsk papirproduksjon sliter med strukturelle problemer (som nedgang i bruk av avis- og bokpapir i Europa), er etterspørselen i markedene for aluminium og silisium, sterkt økende. Kraftintensiv industri er ellers kjennetegnet ved at en stor del av produksjonen ligger i hjørnestensbedrifter i industristeder langs kysten, ofte lokalisert i nærhet til kraftverk, og at den har en jevn forbruksprofil over året.

Dersom det utvikler seg et nordisk kraftoverskudd på 10-20 års sikt, vil det dempe kraftprisveksten i Norge og Norden i forhold til resten av Europa. Kraftintensiv industri konkurrerer imidlertid først og fremst med produksjon fra regioner utenfor Europa. Ny kraftintensiv industri lokaliseres fortrinnsvis der det er tilgang til kraft til lave priser. Internasjonal klimapolitikk og prisen på



Figur 8.1 Stegvis fjerning av barrierer for energieffektivisering i industrien

Kilde: Enova (2009)

fossile brensler er derfor viktige drivere for kraftetterspørselen i Norge. Økt kull- og gasspris og innføring av karbonkostnader globalt kan øke etterspørselen etter kraft til kraftintensiv industri i Norge.

I et langsiktig perspektiv kan kraftintensiv industriproduksjon i Norge øke dersom langsiktige kraftpriser vurderes som konkurransedyktige, mens produksjonen kan reduseres betydelig dersom prisene ikke er konkurransedyktige. Etterspørselen fra kraftintensiv industri er trolig svært prisfølsom både på kort og lang sikt, og kostnadene i andre viktige produsentland er avgjørende for betalingsviljen for kraft.

8.1.4 Konvertering mellom energibærere

Konvertering innebærer skifte fra en energibærer til en annen, og har betydning for sammensetningen av energibruken, herunder elektrisitetsforbruket. I alminnelig forsyning er konvertering hovedsakelig aktuelt for energi til oppvarming i industri, næringsbygg og boliger. Om konvertering er lønnsomt kommer an på det aktuelle byggets beskaffenhet, eksisterende oppvarmingsløsning og energiprisene. I transportsektoren og

petroleumssektoren innebærer klimapolitikken at det blir mer lønnsomt å konvertere fra fossile energibærere til fornybar energi og elektrisitet (såkalt elektrifisering).

Konvertering i bygninger og industri

I framskrivningen (referansebanen) som ligger til grunn for Klimakur 2020 (Klimakur, 2010), er det en samlet bruk av fossile brensler i 2020 på 2 TWh i husholdningene og 5 TWh i næringsbygg. I næringsbygg og boliger er det mulig å erstatte fossil energibruk med fjernvarme (f.eks. bio/avfall), varmepumper, elkjeler, ulike former for bioenergi, samt solvarme, pelletskamin og vedovn. Klimakur identifiserte også et potensial for konvertering fra olje og andre fossile energibærere i industrien til lokale energisentraler og fjernvarme basert på bioenergi. Klimakur finner at konvertering til lokale energisentraler er lønnsomt, mens konvertering til fjernvarme ikke er det, gitt en forventet CO₂-pris i 2020 på 240 kroner/tonn. Dersom det samlede (tekniske) konverteringspotensialet i industrien utløses, øker bruken av bioenergi med 11,6 TWh, mens bruken av fossile brensler og reduksjonsmidler reduseres

med 10,7 TWh. Elforbruket reduseres med 3 TWh.

Enovas støtteordninger for energiomlegging skal stimulere til markedsutvikling av varmeløsninger basert på andre energibærere enn elektrisitet, olje og gass. Enovas rolle på dette feltet er nærmere beskrevet i kapittel 12. Overgang fra panelovner og elkjeler til varmepumper reduserer elforbruket, mens overgang fra olje og gass til varmepumper øker elforbruket. Uavhengig av støtteordninger kan også markedsprisene stimulere til konvertering mellom energibærere. Avgiftene på fossile energibærere og elektrisitet påvirker også utviklingen. Permanent konvertering fra fossil energi til elektrisitet gir en klimagevinst, men reduserer fleksibiliteten i elforbruket.

Utviklingen i elforbruket avhenger også av valg av oppvarmingsløsninger i nye bygg. Strengere krav til energieffektivitet i byggforskriftene medfører at behovet for tilført energi til oppvarming per bygg gradvis blir lavere. Potensialet for nye fjernvarmenett på lang sikt begrenses av bosettingsstrukturen og stadig mer energieffektive nybygg. En stor del av det lønnsomme potensialet er utbygd eller planlagt utbygd i de største byene, og ytterligere vekst vil først og fremst komme som følge av at flere bygg blir koblet på eksisterende infrastruktur (se kapittel 13 om infrastruktur).

Konvertering i petroleumssektoren

Olje- og gassinstallasjonene offshore har behov for elektrisk energi som enten kan forsynes fra gassturbiner på installasjonen eller gjennom kabler fra land (elektrifisering). De 180 gassturbinene som finnes på installasjonene i dag, har en gjennomsnittlig virkningsgrad på 33 prosent. Konvertering til elektrisitet produsert på land gir derfor vanligvis en energieffektiviseringsgevinst. En aktuell studie (OD m.fl., 2008) viser at deelektrifisering av de mest aktuelle områdene på sokkelen, som innebærer at elproduksjon fra gassturbiner på installasjonene blir erstattet med kraft fra land, vil øke etterspørselen etter kraft fra land med om lag 4 TWh i 2020, en dobling i forhold til dagens nivå. Det vil redusere CO₂-utslippene fra petroleumsvirksomheten med om lag 4 millioner tonn CO₂, eller knapt 25 prosent av utslippene i 2006. De samlede utslippene av klimagasser fra petroleumssektoren utgjorde om lag 25 prosent av de samlede norske utslippene av klimagasser i 2010.

Gjeldende regulering krever at elforsyning fra land skal vurderes ved utbygging av nye felt og velges dersom det er mulig.

Statnett anslår at kraftetterspørselen fra petroleumsvirksomheten fram mot 2025 kan bli mellom 6 og 11 TWh, der det høye anslaget er i tråd med Oljedirektoratets høye bane for 2020. Hvor vi havner i dette spennet, bestemmes av kostnadene og klimapolitikken. Klimakur anslår tiltakskostnaden for elektrifisering av eksisterende felt til mellom 1000 og 4000 kr/tonn, mens elektrifisering av nye felt koster mellom 700 og 3000 kr/tonn. Til sammenlikning legger Klimakur til grunn for sine beregninger en karbonpris i 2020 på 240 kroner/tonn. Klimakur legger relativt høye kraftpriser til grunn for tiltakskostnadene. Lavere kraftpriser vil gi lavere tiltakskostnader.⁸

På lengre sikt vil eksisterende felt bli faset ut av produksjon, og aktiviteten i petroleumssektoren ventes å falle mot 2050. Det er dermed svært usikkert hvor stort elforbruket i petroleumssektoren blir på lang sikt.

Konvertering i transportsektoren

Ifølge Nasjonal transportplan (St. mld. nr. 16 (2008-2009)) er utfordringene for utviklingen av transportsystemet knyttet til klima, energi- og ressursbruk, luftkvalitet, befolkningsvekst, sentralisering og urbanisering, velstandsøkning som gir økt transportetterspørsel, flere personbiler og stor økning i fritidsreiser.

Den viktigste teknologiske utfordringen i transportsektoren er å erstatte bensin og diesel med elektrisitet, biodrivstoff eller hydrogen, for å redusere klimagassutslippene. I Norge kom 19 prosent av CO₂-utslippene i 2010 fra veitrafikken. Reduserte utslipp av klimagasser krever utvikling og kommersialisering av ny teknologi, fra forbedringer i dagens forbrenningsmotorer til utvikling av hybridteknologi til ladbare hybridbiler og biler med helelektrisk drift (elbiler og biler med brenselceller).⁹ En elbil med én person i bilen har for eksempel en energibruk per personkilometer som ligger mellom sporvogn og T-bane. Med gjennomsnittlig personbelegg (1,73 personer) er

⁸ Klima- og forurensningsdirektoratet har blant annet vist til dette i forbindelse med konsekvensutredningen for bygging og drift av Luno-feltet.

⁹ Biler med hybridteknologi har en elektrisk motor og en forbrenningsmotor som spiller sammen. I ikke-ladbare hybrider lades batteriene fra forbrenningsmotoren og ved ulike former for energigjenvinning mens kjøretøyet er i drift. I ladbare hybrider lades batteriene også via stikkkontakten. Helelektrisk drift innebærer at bilen kun har elektrisk motor og et batteri som må lades fra elnettet. En hydrogenbil basert på brenselcelle er også helelektrisk, men her forsynes elmotoren kontinuerlig med strøm som genereres i brenselcellen ombord.

energibruken i en elbil under 30 prosent av energi-bruken i en bensindrevet personbil.

I personbiltrafikken har hybridbiler befestet sin posisjon, elbiler er i ferd med å bli et reelt alternativ, og de første plug-in hybridbilene ventes å komme på markedet i 2012. Elbiler kan ikke fullt ut erstatte konvensjonelle biler fordi de er små og fordi batteri- og ladekapasiteten begrenser rekkevidden. De første elektriske varebilene på norske veier vil trolig komme i 2012. Både EU og IEA (2010) forventer at den virkelig store veksten i elbilbruken kommer etter 2030. EUs White paper on transport (COM (2011) 144 final) legger for eksempel opp til at klimagassutslippene fra transportsektoren skal reduseres med 60 prosent mot 2050. Potensialet for elforbruk i veitransporten i Norge er anslått til opptil 7-10 TWh i 2050.

Tungtransport over lengre avstander er ikke et sannsynlig marked for elektrifisering. På kort sikt er biodrivstoff eneste alternativ. Fordelen med biodrivstoff er at dagens bilpark og distribusjonssystem for drivstoff i stor grad kan benytte biodrivstoff, noe som muliggjør konvertering til fornybar energi også i skip, fly og større kjøretøyer. Utfordringer knyttet til klimagassregnskap og konkurranse med matproduksjon søkes løst gjennom utvikling av neste generasjon biodrivstoff.

Hydrogenkjøretøy kan bli et viktig alternativ på lengre sikt dersom enhetskostnadene ved produksjonen reduseres. Hydrogendrevne brenselcellekjøretøyer har tilsvarende egenskaper som dagens bensin- og dieslbiler med hensyn til rekkevidde og fyllingstid, og krever et nettverk av fyllstasjoner. De første brenselcellekjøretøyene er ventet å komme på markedet i 2015 og vil i følge bransjen selv være konkurransedyktige rundt 2020. Hydrogendrevne biler øker indirekte bruken av elektrisitet fordi el er en viktig kilde til produksjon av hydrogen.

I 2009 ble det brukt 0,65 TWh elektrisitet til banetransport i Norge (SSB, Energiregnskapet). Dersom planer for utbygging av T-banenettet i Oslo og jernbanenettet i Norge, for eksempel lynetog, realiseres, vil det også øke elforbruket til skinnegående transport i Norge.

Landstrøm til båter i havn (i stedet for båtenes dieselaggregater) er et felt der omlegging til elektrisitet kan komme raskt, men volumene er antagelig små. Elektrisk ferjedrift er en mer langsiktig mulighet det jobbes med å utvikle konsepter for.¹⁰

Samlet sett anslås det at transportsektoren, selv med omfattende elektrifisering, vil utgjøre en beskjeden andel av det totale elforbruket i Norge.

8.1.5 Nye anvendelsesområder for elektrisitet

På 40 års sikt kan energibruken endre seg på helt andre måter enn vi kan forutse i dag. For eksempel kan teknologiutvikling og endringer i samfunnsorganisering gi helt andre forbruksmønstre. De senere års utvikling mot at servertjenester for bedrifter og tjenester på internett settes ut i store datasentraler, såkalte nettskyer, er en påminnelse om at det kan oppstå nye former for kraftforbruk som vi ennå ikke har tenkt på. Slike sentraler har et stort kraftbehov, blant annet knyttet til kjøling, og stiller dessuten store krav til forsyningssikkerhet. På grunn av kaldt klima, stabile grunnforhold og stabile samfunnsforhold har de nordiske landene gunstige vilkår for slike anlegg, særlig for å betjene det europeiske markedet. Facebook har for eksempel besluttet å legge sin europeiske serverpark til Luleå i Sverige.

Det jobbes med mange prosjekter for slike anlegg i Norge, med et samlet kraftforbruk på opp mot 12 TWh per år dersom alle prosjektene realiseres. Det samlede europeiske behovet for denne typen anlegg er stigende. Selv om kraftkostnaden ikke er den eneste faktoren som bestemmer lokalisering, er etterspørselen åpenbart følsom for forventninger om langsiktig kraftpris.

Framstilling av hydrogen ved elektrolyse kan få stor betydning i perioder med lave priser på elektrisitet. Hydrogen kan i sin tur anvendes i blant annet transportsektoren, se avsnitt 8.1.4. Det finnes barrierer for økt bruk av hydrogen i hele verdikjeden for produksjon, lagring og bruk. Det er en gjennomgående utfordring å redusere kostnadene. For brenselceller er det også teknologiske utfordringer knyttet til levetid for ulike komponenter i cellen. Kraftkostnader vil sannsynligvis ha stor betydning for lokalisering av slik produksjon, men transportavstandene til markedene er heller ikke uten betydning.

Det er per dags dato ikke mulig å anslå hvilke teknologier som vil lykkes, og hvor stor betydning slike utviklingstrekk kan få for norsk kraftsektor.

8.1.6 Spenn for samlet elforbruk framover

Den lange tidshorisonten på 40 år og det faktum at det er flere og sammensatte forhold som påvirker utviklingen i energibruken, innebærer at det

¹⁰ Transnova har bevilget penger til et forprosjekt om elektrisk ferjedrift i regi av Fjellstrand as, se www.transnova.no.

Tabell 8.6 Spenn for utvikling i kraftforbruk i Norge i 2030 og 2050

Sektor	2009	2030 Lavt	2030 Høyt	2050 Lavt	2050 Høyt
Private husholdninger	36,3	30	50	20	66
Primærnæringer	2,1				
Offentlig og privat tjenesteyting	27,4	25	46	20	62
Annen industri og bygg og anlegg	8,1				
Kraftintensiv industri og bergverk	33,1	0	68	0	Mye
Transportsektoren	0,6	2	10	5	20 +
Olje- og gassutvinning	4,8	6	11	0	?
Nye anvendelsesområder		0	Mye	0	Mye
Til sammen	112,4	63	185 +	45	250 +

er utfordrende å utvikle presise prognoser for energibruken.

Framskrivninger av energibruken basert på gjeldende rammebetingelser og forventede økonomiske utviklingstrekk brukes gjerne som referansebaner for å vurdere effekten av endringer i politikk og/eller markedsforhold. Nasjonalbudsjettets referansebane for den makroøkonomiske utviklingen i Norge gir for eksempel en vekst i netto elforbruk i Norge fra om lag 115 TWh i 2007 til 135 TWh i 2030 og 153 TWh i 2050, se kapittel 12.

Endringer i politiske rammebetingelser påvirker også energibruken. Ulike vurderinger og scenarioer for den langsiktige utviklingen i kraftmarkedet viser et betydelig spenn i anslag for netto kraftforbruk. De viktigste forskjellene i forutsetninger mellom ulike analyser er knyttet til økonomisk vekst, internasjonal klimapolitikk, utvikling i energipriser, utbygging av fornybar energi, omfanget av energieffektivisering, aktivitetutvikling i kraftintensiv industri og elektrifisering i transport- og petroleumssektoren. Resultatene går fra tilnærmet nullvekst i kraftforbruket til en økning på vel 20 prosent i den neste 20-årsperioden. Både i referansebanen og andre scenarioer med relativt høy forbruksvekst, antas det imidlertid at det skjer en trendmessig energieffektivisering i alle sektorer i økonomien.

Utvikling i næringsstruktur er en viktig faktor for utviklingen i elforbruket i økonomien: I hvilken grad erstattes tradisjonelle aktiviteter med andre aktiviteter som har en annen energiintensitet? Det gjelder også sammensetningen av næringer innenfor de ulike sektorene. Elektrifisering av sokkelen og bilparken vil trekke elforbruket

opp, på sokkelen først og fremst de nærmeste par tiårene, og i bilparken først og fremst etter 2030. Utviklingen i kraftintensiv industri i Norge avhenger av utviklingen i verdensmarkedene, klimapolitikken og kraftprisen i Norge i forhold til andre land. På lang sikt kan aktiviteten både bli kraftig redusert og betydelig trappet opp. Energibruken i industrien avhenger imidlertid også av tiltak for energieffektivisering, teknologiutvikling og strukturendringer i bransjen.

Basert på de mulige utviklingsløpene som er drøftet i avsnitt 8.1.1 til 8.1.5, har vi i tabell 8.6 satt opp et høyt og et lavt alternativ for elforbruket mot 2030 og 2050. Sammenstilling viser mulige, men ikke nødvendigvis sannsynlige utfall for netto innenlands elforbruk. Tall for 2009 er tatt med for sammenligningens skyld. Tallene må på ingen måte oppfattes som prognoser for kraftforbruket på lang sikt. Utviklingen i elforbruket kan ikke ses uavhengig av utviklingen i produksjon og priser, se kapittel 9.

For husholdninger og alminnelig forsyning ellers (primærnæringer, offentlig og privat tjenesteyting, og annen industri og bergverk) er minimumstallene for 2030 basert på en forutsetning om at hele det tekniske energisparepotensialet realiseres, at halvparten av dette er spart elforbruk, og at elforbruket ellers ikke øker (inkludert nye bygg). I 2050 er vi blitt flere, men samtidig er en større del av bygningsmassen rehabilitert og skiftet ut med mer energieffektive bygg. De høye anslagene innebærer en vekst i kraftforbruket på om lag 1,5 prosent i året. Det er høyere enn trenden de siste årene, og kan bli resultatet av en sterkere vekst i økonomien og innbyggertallet enn i referanseforløpet.

Det er ikke meningsfylt å tallfeste langsiktig energibruk i alle sektorer. Sterk vekst i kraftintensive næringer kan for eksempel ikke ses uavhengig av krafttilgang og priser. Elektrifisering av sokkelen avhenger av aktivitetsutviklingen på sokkelen på lang sikt, i tillegg til klimapolitikken.

8.2 Systemperspektiv på energibruk

8.2.1 Etterspørsel etter effekt

Diskusjonen i forrige avsnitt fokuserer på utviklingen i energibruken. I kraftsektoren er også effektforbruket, og da særlig maksimalbelastningen i forhold til tilgjengelig effektkapasitet, en viktig størrelse for utviklingen av systemet. Effektbalansen uttrykker forholdet mellom maksimal effektuttak, som typisk inntreffer en kald vinterdag, og hvor mye effekt man kan regne med å ha tilgjengelig i produksjonsleddet på samme tidspunkt.

I den sammenheng er fleksibilitet på både produksjonssiden og forbrukssiden viktig.

På forbrukssiden bidrar energieffektivisering i bygg til å begrense den totale energibruken. Siden energieffektivisering særlig reduserer energibehovet til oppvarming, vil de fleste tiltakene også dempe effekttoppene på kalde vinterdager. Fjernvarme, lokale energisentraler og vedfyring bidrar til å redusere elforbruket og dermed også effektbelastningen om vinteren. Luft-til-luft varmepumper er ikke like gunstige for effektbalansen, siden de har lavere virkningsgrad når det er kaldt. Energieffektivisering i industrien, som har et jevnt forbruk over året og døgnet, bidrar til å begrense energibruken gjennom hele året, og reduserer effektbehovet både sommer og vinter.

I den grad lading skjer om natta, vil elektrifisering av kjøretøyer ha en relativt gunstig effektprofil. Høye kraftpriser i timer med maksimalt forbruk bidrar til at varmesentraler som kan veksle mellom elektrisitet og for eksempel biobrensel, ikke vil bruke elektrisitet i disse periodene.

Andre utviklingstrekk bidrar til å øke maksimallasten i systemet. Vekst i kraftintensiv industri og økt elektrifisering av petroleumsanlegg øker forbruket omtrent like mye over året og døgnet, og øker dermed også maksimallasten. Elektrifisering av transportsektoren kan også bidra til en viss økning i effektuttaket.

Effektforbruket påvirkes også av klimaendringer. Klimaendringer trekker i retning av mildere og kortere vintre, noe som kan gi redusert behov for oppvarming og dermed effekt. Men selv om

gjennomsnittsvintrene blir mildere, er det usikkert om ekstremtemperaturene blir lavere.

Den norske og nordiske effektbalansen anses i dag for å være god. Utbygging av produksjonskapasitet og utvekslingskapasitet mot utlandet bidrar til at tilgjengelig effektkapasitet i systemet øker. På lengre sikt kan effektbalansen bli strammere. Det er imidlertid betydelige potensialer for å øke effekten i norske vannkraftverk (NVE, 2011a) til relativt lave kostnader.¹¹ Det er derfor ikke åpenbart at økt effektetterspørsel i det nordiske markedet vil bli noe stort problem på lang sikt. I regioner der energibalansen er knapp og nettet svakt, kan forbruk som gir økt maksimalbelastning imidlertid være utfordrende. Det kan for eksempel gjelde i noen av de områdene der det er aktuelt å lokalisere nye større forbrukspunkter knyttet til petroleumsvirksomheten.

En robust effektbalanse er imidlertid ikke bare avhengig av hvor stor effektkapasiteten er, men også av fleksibiliteten i forbruket. Det drøfter vi nærmere i neste avsnitt.

8.2.2 Fleksibilitet i energibruken

Kapitlene om kraftsystemets egenskaper, se kapittel 3, og om forsyningssikkerhet, kapittel 5, gjør rede for hvorfor fleksibilitet er viktig i kraftsystemet. Tradisjonelt har det vært billigere å tilpasse produksjonen til forbruket enn omvendt. Kraftintensiv industri har imidlertid også bidratt med fleksibilitet. Framover er det grunn til å tro at behovet for fleksibilitet i systemet vil øke.

Forbrukssiden kan bidra med fleksibilitet på kort og lang sikt:

- Kortsiktig fleksibilitet bidrar til å redusere effektknapphet. Det dreier seg stort sett om å flytte forbruk fra timer med høye priser til timer med lave priser (innenfor døgnet og uka).
- Langsiktig fleksibilitet, eller energifleksibilitet, dreier seg om å redusere forbruket og/eller skifte til andre energibærere når det er knapphet på elektrisitet (lite vann i magasinene).

Ny teknologi, som AMS og Smart Grid, gjør det lettere og billigere å styre forbruket på kort sikt. Ved å bringe kortsiktige prissignaler ut til forbrukerne, gis de mulighet til å respondere raskt på endringer i priser. Forbruket blir mer fleksibelt

¹¹ Rapporten analyserer mulighetene for å øke kapasiteten (installasjon i MW) i eksisterende magasin kraftverk. Det finnes også muligheter for pumpekraftverk, men potensialet for dette er ikke vurdert.

fordi det installeres timesmålere og IKT-systemer som kan utveksle mye og hyppig informasjon, og som gir økte muligheter for automatisk styring av forbruket.

AMS vil bli innført hos alle sluttforbrukere i Norge og kan bidra til fleksibilitet, særlig i regioner med periodevis anstrengte effektsituasjoner. I Norge er vannkraft med magasiner, kraftintensiv industri, elkjeler og utenlandsforbindelser trolig rimeligere kilder til kortsiktig fleksibilitet enn alminnelig sluttforbruk.

Behovet for langsiktig fleksibilitet – knyttet til variasjoner i tilsig til vannkraftsystemet og i vindkraftproduksjonen – vil fortsatt være viktig i framtiden. Langsiktig fleksibilitet på etterspørselsiden fordrer ofte at forbrukerne kan bytte mellom elektrisitet og andre energibærere. Fra juli 2009 ble en ordning som ga redusert nettleie for utkoblbart forbruk, som kunne bidra til energifleksibilitet, fjernet. Nettselskapene har imidlertid fremdeles anledning til å tilby lavere overførings-tariff for forbruk som kan kobles ut når belastningen i nettet er høy. Kjeler som kan bruke både elektrisitet og andre energibærere, for eksempel bioenergi, bidrar i dag med slik fleksibilitet.

Fjernvarmeanlegg og lokale energisentraler kan investere i løsninger for å bytte mellom energibærere, inkludert elektrisitet. Skilte investeringer lønner seg, må prisvariasjonene rettferdiggjøre investeringene. For å legge til rette for utvikling av samfunnsøkonomisk lønnsom fleksibilitet, er det viktig at slike investeringer ikke motvirkes av nettpriser som ikke gjenspeiler de faktiske kostnadene som brukeren påfører nettet. Utkoblbart forbruk bør for eksempel ikke belastes med kostnader som gjenspeiler effektkostnader i nettet siden forbruket kan kuttes når effektgrensen nås.

Omlagning av energibruken som gir permanent (ikke-fleksibelt) brenselbytte, for eksempel fra en kombinert olje/elkjel til elektrisk oppvarming, reduserer fleksibiliteten i kraftsystemet.

Flere utenlandsforbindelser og økt markedsintegrasjon reduserer behovet for å hente ut fleksibilitet hos sluttforbrukerne, ut over det som utløses av høyere markedspriser når det er knapphet, og av lavere priser i perioder med overskudd.

8.2.3 Samspill og avveininger mellom forbruk, nett og produksjon

De samlede kostnadene ved utvikling av energisystemet bestemmes av spillet mellom energibruk, produksjon og netttutbygging. Endringer i forbruk og produksjon kan skape (nye) under-

skudds- og overskuddsområder i kraftsystemet. Det er ofte andre faktorer enn nettforhold og nærhet til produksjon som avgjør lokalisering av nytt kraftforbruk. Det gjelder for eksempel elektrifisering av petroleumsinstallasjoner. Olje- og gassinstallasjoner bruker store mengder energi. Kravene til regularitet er også svært høye. Elektrifisering vil i de fleste tilfeller kreve betydelige oppgraderinger av nettet, og kostnader og naturinngrep knyttet til nytt nett kan bli store. Kraftintensiv industri er mer fleksibel med hensyn til lokalisering, og vil i større grad søke til områder med utsikter til kraftoverskudd. Det kan redusere behovet for nett.

Redusert elforbruk kan i noen tilfeller redusere behovet for mer nett. Det gjelder for eksempel hvis nettkapasiteten begrenser importmulighetene inn til et område i perioder med høy last og lav produksjon. Dersom energieffektivisering gir redusert forbruk i perioder med høy (uregulert) produksjon i et område, kan imidlertid behovet for eksportkapasitet i nettet øke. I hvilken grad energieffektivisering avlastar nettet er dermed situasjonsbestemt, og kan variere fra område til område.

8.2.4 Energibrukens rolle i energi- og klimapolitikken

Klimapolitikken har betydning for energibruken, og energibruken har betydning for oppfyllelsen av klimapolitiske mål. EUs direktiver legger viktige føringer for norsk energi- og klimapolitikk, og er ikke alltid godt tilpasset norske forutsetninger.

De nærmeste par tiårene er Norge forpliktet til å dekke en økt andel av energibruken med fornybar energi (til 2020) og av avtalen om et felles elsertifikatmarked med Sverige (til 2035). Fornybardirektivet krever at Norges produksjon av fornybar energi øker til 67,5 prosent av forbruket i 2020. Målet kan oppnås ved å støtte utbygging av fornybar energiproduksjon og/eller redusere energibruken, se boks 4.3 om fornybarmålet. I prinsippet burde derfor energieffektivisering og økt fornybar produksjon stilles overfor like sterke insentiver. Markedspriser som reflekterer de reelle kostnadene ved CO₂-utslipp ville for eksempel sørge for dette. I praksis gjør imidlertid kombinasjonen av mange virkemidler det vanskelig å vurdere om den samlede virkemiddelbruken gir like insentiver til sparing og ny produksjon.

Sertifikatkravet er en generell støtteordning for fornybar kraftproduksjon der støttesatsen bestemmes i markedet, se boks 4.4. Produsenten av fornybar kraft mottar markedsprisen på kraft

Boks 8.4 Forslag til energieffektiviseringsdirektiv

På EU-nivå er det satt et mål om å redusere bruken av primær energi i 2020 med 20 prosent i forhold til en referansebane. Referansebanen er en framskrivning av energibruken uten innføring av den energi- og klimapolitiske pakken. Målet er foreløpig ikke gjort individuelt bindende for medlemslandene. I juni 2011 la Kommisjonen fram et forslag til energieffektiviseringsdirektiv som skal erstatte gjeldende energitjenestedirektiv og kraftvarmedirektiv. Forslaget innebærer at medlemslandene skal fastsette nasjonale mål for 2020. Det foreslås at 3 prosent av den offentlige bygningsmassen skal rehabiliteres hvert år fra 2014, og at rehabiliteringene skal skje i henhold til kravene i bygningsenergidirektivet. Innen 30. juni 2014 skal Kommisjonen vurdere om 20-prosentmålet kan nås i 2020, og om nødvendig foreslå bindende nasjonale mål. Direktivet er ikke vedtatt, og teksten kan bli endret. Det er ikke vurdert om direktivforslaget, dersom det blir vedtatt, vil være EØS-relevant.

pluss inntekt fra salg av ett sertifikat for hver produserte MWh. De forbrukerne som er ilagt sertifikatplikt, må på sin side betale markedsprisen for kraft og i tillegg kjøpe sertifikater i henhold til fastsatt krav. Siden sertifikatkravet er mindre enn 100 prosent, blir forbrukernes utlegg per MWh lavere enn betalingen som produsenten mottar. Men i tillegg har vi en rekke støtteordninger for energieffektivisering, ulike avgifter på bruk av strøm, blant annet elavgiften, og standarder og forskrifter som påvirker kostnadene ved energibruk. Det er dermed ikke opplagt at forbrukere i alminnelig forsyning betaler en pris som er lavere enn den prisen produsenter av fornybar kraftproduksjon stilles overfor.

EU kan komme til å innføre bindende mål for energieffektivisering som kan kreve ytterligere virkemidler for energisparing også i Norge, se boks 8.4. I tillegg har Norge nasjonale mål og virkemidler for å redusere utslippene av klimagasser innenlands.

I termiske kraftsystemer bidrar både energieffektivisering og utbygging av fornybar energi til at produksjon basert på fossile brensler, og dermed utslipp av CO₂, kan reduseres, se boks 4.7. I Norge bidrar både energieffektivisering og utbyg-

ging av ny fornybar kraftproduksjon til at kraftbalansen styrkes fordi vi har svært lite fossil kraftproduksjon som kan eller bør fases ut.¹² Generelt fører økt kraftoverskudd til at kraftprisene blir lavere enn de ellers ville vært, og dermed til at:

- energieffektivisering og ny produksjon blir mindre lønnsom, og det blir mer krevende å nå mål om energieffektivisering og økt andel fornybar energi,
- det blir billigere å konvertere til el til oppvarming, og i petroleums- og transportsektoren,
- krafteksporten øker, og
- det blir mer lønnsomt å etablere nytt forbruk innen for eksempel kraftintensiv industri.

På lang sikt bør utbygging av ny fornybar kraftproduksjon være basert på markedspriser som reflekterer CO₂-kostnader og andre relevante egenskaper ved produksjonen. Da vil markedsprisene også gi sluttbrukerne direkte signaler om gevinstene ved energieffektivisering.

8.3 Utvalgets vurderinger

Av hensyn til klimautfordringen, natur og miljø, forsyningssikkerhet og effektiv ressursbruk, legger utvalget vekt på at det er et mål å bruke energien så effektivt som mulig. Skadevirkningene knyttet til global oppvarming tilsier at bruken av fossil energi må begrenses og at kostnadene ved bruk av energi øker mot 2050. Dagens CO₂-priser reflekterer ikke de langsiktige klimakostnadene fullt ut.

Valg av energiløsninger i bygninger og industri i dag har betydning for den langsiktige energibruken. Studier har avdekket at det er betydelige potensialer for effektiv energibruk i nybygg, og energieffektivisering i eksisterende bygg og industri i Norge. Nye bygg blir mer energieffektive gjennom bruk av ny, bedre teknologi og gjennom krav i byggtekniske forskrifter. Over tid erstatter nye bygg eldre bygg som rives, noe som gjør energibruken i bygg mer effektiv. I eksisterende boliger og mindre næringsbygg er det et stort mangfold av aktører, bygg og bruksmønstre. Studiene viser at det er et komplekst sett av barrierer for energieffektivisering, og krevende å anslå hvor store de realistiske potensialene er. Det er viktigst og mest lønnsomt å gjennomføre tiltak i

¹² Flere av de termiske systemene på kontinentet har til dels store andeler eldre kullkraftverk med lav virkningsgrad som er modne for utskifting. De termiske anleggene i det nordiske systemet er av nyere dato, og tilsvarende mer effektive.

forbindelse med større rehabiliteringer. Utvalget mener det er behov for å utrede hvordan gode virkemidler kan utformes for å realisere større deler av potensialet knyttet til rehabilitering. Videre mener utvalget at virkemidler rettet mot spesifikke enkelttiltak fortrinnsvis bør benyttes i tilfeller der det er avdekket klare barrierer. I industrien er tiltakene relativt få og store, og tiltakene kan oftere skreddersys.

Utvalget legger til grunn at energiprisene er viktige for individers og bedrifiers energibruk. Et velfungerende kraftmarked er viktig som grunnlag for gjennomføring av lønnsomme tiltak for å spare elektrisitet, og for valg mellom ulike oppvarmingsløsninger. Prisforholdet mellom ulike energibærere, som elektrisitet, fjernvarme og bioenergi, har betydning for hvilke oppvarmingsløsninger som velges. Hvis prisene ventes å variere mye, stimulerer det til å velge fleksible løsninger. I kraftmarkedet kan prisvariasjoner over døgnet påvirke forbruksmønsteret. Prissignalene må nå fram til sluttbrukerne. Det innebærer at miljøulempen og kostnader knyttet til produksjon og transport av energi bør reflekteres i prisene. Utvalget er opptatt av at det også er viktig for forsyningssikkerheten, særlig i kraftsystemet, at prisene reflekterer knapphet. Det stimulerer til fleksibelt forbruk som kan bidra til å håndtere knapphetssituasjoner. Nettariffer og avgifter må ikke utformes slik at de hindrer utvikling og utnyttelse av fleksibilitet i systemet, for eksempel for utkoblbart forbruk.

Det er mange ulike virkemidler og faktorer som påvirker energibruken både direkte og indirekte, blant annet tekniske forskrifter, avgifter, støtteordninger, elsertifikater og energipriser. Utvalget er opptatt av at det ved innføring av nye virkemidler rettet mot energibruken er viktig å se den samlede virkemiddelbruken i sammenheng. Kostnader ved energieffektivisering bør sammenholdes med kostnader knyttet til ny produksjon og nettutbygging. I framtiden kan Norge gjennom EØS-avtalen få pålegg fra EU om å øke innsatsen for energieffektivisering. Selv om EUs politikk på området trolig vil være førende, er det viktig at Norge vurderer innretningen av virkemiddelbruken på selvstendig grunnlag.

Både effektivisering og konvertering av energibruk er viktige for å redusere utslippene av klimagasser. Konvertering fra fossil energi til elektrisitet reduserer utslippene i Norge. Spart kraftforbruk i Norge kan redusere utslippene i andre land fordi eksporten kan øke (eller importen reduseres). Økt aktivitet i kraftintensive næringer som medfører direkte utslipp av klimagasser, kan gi

økte utslipp i Norge, men reduserer utslippene globalt dersom aktiviteten er basert på ny fornybar energi.

Norge vil ha et elintensivt energisystem også i framtiden, men det er et stort spenn for utviklingen i elektrisitetsforbruket. Fossil energibruk fases ut, og potensialet for vekst i bruk av fjernvarme er begrenset. Klimaendringer, teknologit utvikling og politiske virkemidler vil redusere oppvarmingsbehovet i nye bygg. Elektrifisering av sokkelen og transportsektoren trekker i retning av økt elforbruk i disse sektorene. Mens omfanget av elektrifisering av sokkelen avhenger av norsk klimapolitikk og utviklingen i petroleumssektoren framover, påvirkes elektrifisering av transportsektoren av internasjonal teknologit utvikling på området. Begge deler henger sammen med internasjonal klimapolitikk. Global klimapolitikk vil trolig bidra til at Norge på lang sikt får lavere kraftpriser enn andre land, noe som kan gjøre Norge attraktivt for vekst i tradisjonelle og nye kraftintensive næringer.

I et 40-årsperspektiv kan det skje store endringer i energisystemet og i energibruken. Det viktigste er at energibruken er effektiv, uavhengig av det samlede nivået. Vi må ha et system som raskt og fleksibelt kan tilpasse seg endringer i energipriser, klimapolitikk, teknologi og nærings- og bosettingsstruktur. Selv om man setter mål for energibruken og iverksetter virkemidler for å nå disse målene, må planleggingen og utviklingen av energisystemet ta høyde for at elforbruket kan bli høyere enn målene tilsier.

8.3.1 Særmerknad

Særmerknad fra Marit Arnstad, Lars Haltbrekken og Arne Vinje

Skal man komme videre med energieffektivisering i en tid med lavere priser på energi, økonomiske støtte til ny kraftproduksjon og økt eksport av kraft, må det ligge en klar politisk vilje og evne til handling bak satsingen på energieffektivisering.

Som utredningen viser, har en rekke utvalg vurdert potensialer for energieffektivisering i bygg. De har alle konkludert med at det er et stort potensial og anbefalt at det settes mål for satsingen. Beregninger fra Multiconsult (Enova, 2012c) viser at det er et økonomisk potensial for energieffektivisering i bygg på mellom 12 og 15 TWh som kan realiseres innen 2020. Potensialet utover denne perioden er mer usikkert, men som Enova har påpekt, vil det realistiske potensialet nærme

seg det tekniske potensialet på 30-40 TWh fram mot 2040. Et mål om en reduksjon på 40 TWh innen 2040 bør derfor være realistisk.

Disse medlemmer mener på denne bakgrunn at det bør settes et mål om å redusere energibruken i bygg med 10 TWh innen 2020 og med 40 TWh innen 2040.

Å sette seg mål på dette området er særlig viktig fordi problemstillingen er sammensatt, fordi det trengs politisk handling og fordi byggenæringen, som er Norges største fastlandsnæring, må

mobiliseres i et langsiktig arbeid med å planlegge og å gjennomføre bygging på en mest mulig energieffektiv måte. Uten et konkret mål er det stor risiko for at dette området blir forsømt av beslutningstakere og næringsliv.

Et grunnleggende prinsipp for framtidig satsing på energieffektivisering må være at størrelsen på økonomisk støtte blir minst lik den støtte kraftselskap får gjennom ordningen med elsertifikat.

Kapittel 9

Energisystemet mot 2030 og 2050

Mens kapitlene foran drøfter ulike aspekter og egenskaper ved energisystemet, samler vi i dette kapitlet trådene og anlegger et helhetlig syn på energisystemet, sannsynlige utviklingstrender og usikkerhet. For å illustrere hvordan ulike utviklingsbaner kan gi ulike utfordringer i energisystemet presenteres resultater fra modellberegninger som utvalget har fått utført.

Framtidens energisystem blir formet i et spill mellom det norske ressursgrunnlaget, etter-spørsmål etter energi, politiske beslutninger i Norge, internasjonale rammer og muligheter og teknologisk utvikling.

Langsiktige investeringer bygger på vurderinger av framtiden, og de former framtiden. Mange av anleggene i energisystemet har svært lang levetid. Dagens vannkraft og det som bygges i årene framover vil trolig fortsatt være i drift i 2050. Nett og fjernvarme som bygges i årene framover vil også i hovedsak være i bruk i 2050. Vindturbiner som bygges i dag vil ikke lenger være i bruk i 2050, men anlegg som bygges etter 2025 vil trolig fortsatt være i bruk i 2050. Lang levetid for infrastruktur til vindparkene øker sannsynligheten for at man vil reinvestere i nye vindturbiner i de samme parkene som utvikles i dag. På forbrukssiden har valg av energiløsninger ved nybygging og større ombygginger stor betydning for energiforbruket i svært mange år. Endringer i kraftintensiv industri preger også kraftforbruket i mange år. Forventninger, politikk og rammevilkår de neste 10-20 årene vil derfor i betydelig grad påvirke energisystemet i 2050.

Fram mot 2030 kan det skje store teknologiske endringer, men det er likevel sannsynlig at energisystemet vil være dominert av teknologier som er kjent i dag. Det er mindre enn 30 år siden vindkraftepoken startet i Danmark. I dag har vindkraften en reell betydning i kraftsystemet i Nord-Europa, og vindkraftens rolle vil bli langt større i de neste 20 årene. Fram mot 2050 kan det skje betydelige og overraskende teknologiske endringer, og man har tid til å implementere nye teknolo-

gier og løsninger. Usikkerheten er derfor mye større mot 2050.

9.1 Hovedtrekk ved utviklingen i energisystemet mot 2030 og 2050

Nedenfor beskriver vi utviklingstrekk som etter utvalgets vurdering er sannsynlige og av vesentlig betydning for den langsiktige utviklingen av energisystemet. Vi har lagt mest vekt på å beskrive utviklingsretningen. Det er trolig størst usikkerhet om hvor raskt endringene vil komme og hvor omfattende de vil bli, og mindre usikkerhet om retningen på utviklingen.

9.1.1 Klimaendringene påvirker kraftsystemet

Klimaendringer påvirker både tilbud og etter-spørsmål i det norske kraftmarkedet. Utviklingen i tilsig og temperaturer de siste 20 årene¹ og simuleringer av utviklingen mot 2050 i klimamodeller, tyder på at vi får større tilsig, særlig om vinteren, og mildere vintre. Fram til 2050 kan tilsigene øke i størrelsesorden 10 TWh.² Det ventes imidlertid at de tørre årene blir omtrent like tørre som før, mens de våte årene blir vesentlig våtere.

Man forventer at klimaendringene vil gi mer tilsig gjennom vinteren og tidligere snøsmelting om våren. Mindre av nedbøren vil bli akkumulert som snø. Disse endringene gjør det lettere å utnytte tilsigene effektivt og reduserer faren for flomtap. På den annen side kan mer intens nedbør i noen perioder og i svært våte år, gjøre det van-

¹ Historiske data for nyttbart tilsig viser at tilsigene fra og med uke 49 til og med uke 9 var om lag 2 TWh eller 20 prosent større i perioden 1990-2010 enn i perioden 1970-1989. Kilde: NVE og Statnett

² Analyser som Meteorologisk Institutt har gjennomført for Statnett gir et midlere anslag på 10 TWh, men usikkerheten er betydelig. Økningen kan både bli vesentlig større eller mindre. Resultatene vil bli beskrevet i en rapport som offentliggjøres våren 2012.

skeligere å utnytte tilsigene fullt ut. Vannkraftsystemets evne til å utnytte tilsigene avhenger både av tillatt regulering i vassdrag, magasinkapasitet, turbinkapasitet i kraftverkene, overføringskapasiteten i nettet og avsetningsmulighetene for kraften. Muligheter for sesongpumping kan bidra til bedre utnyttelse av tilsig og vindkraft.

Også vindkraften kan variere betydelig fra år til år, og analyser tyder på at vindkraftproduksjonen i gjennomsnitt er noe større i våte år. Samtidig produseres det mest vindkraft i vinterhalvåret, og det er gunstig for kraftsystemet.

Mildere vintre gir mindre oppvarmingsbehov. Virkningen på kraftetterspørselen avhenger av omfanget av elektrisk oppvarming i bygg i framtiden.

Det har vært en utfordring i vannkraftsystemet at tilgangen er minst om vinteren når forbruket er størst. Klimaendringer og økt vindkraftproduksjon vil bidra til at forskjellen mellom forbruksmønsteret og produksjonsmønsteret reduseres. Energieffektivisering og vekst i forbruk som er jevnt over året kan trekke i samme retning. Utbygging av uregulert vannkraft vil derimot gi størst produksjonsøkning i sommerhalvåret når forbruket er lavt.

9.1.2 Hvor lenge vil Norge og Sverige ha kraftoverskudd?

Mot 2020 øker kraftproduksjonen i Norge, Sverige og Finland, samtidig som forbruket ventes å vokse moderat. Finland bygger kjernekraft og Sverige utvider kapasiteten ved eksisterende kjernekraftverk. I alle landene bygges ny fornybar kraftproduksjon for å oppfylle EUs fornybardirektiv. Både i Norge og Sverige kommer ny kraftproduksjon som et tillegg til eksisterende produksjon. Det er derfor sannsynlig med et betydelig kraftoverskudd i Norge og Sverige mot 2020 og i årene etter dette. Norden har i dag lavere kostnader ved utbygging av fornybar kraft enn man har på Kontinentet. Sammen med vilje til å videreføre og utvide kjernekraftproduksjonen i Sverige og Finland, kan dette bidra til et lavere prisnivå enn på Kontinentet, og netto eksport av kraft fram mot 2050. Dersom Sverige og Finland endrer holdning til kjernekraft og reduserer kapasiteten vesentlig vil dette bildet bli endret. På lang sikt kan også teknologisk utvikling bidra til at andre land får utslippfri kraftproduksjon med lavere kostnader.

9.1.3 Elforbruket blir mer effektivt, men forbruket kan likevel øke

Høyere kraftpriser³, teknologisk utvikling og offentlige reguleringer vil bidra til vesentlig mer effektiv bruk av elektrisitet og annen energi i bygg og industriprosesser. I tillegg reduserer varmere klima oppvarmingsbehovet. Befolkningsvekst og økonomisk vekst kan likevel gi økt samlet kraftforbruk. I tillegg kan kraftforbruket øke i petroleumssektoren, i samferdselssektoren og i kraftintensive næringer (se kapittel 8).

Uttaket fra nettet på land til petroleumssektoren og økt kraftforbruk i samferdselssektoren vil blant annet avhenge av norsk klimapolitikk. Størrelsen på kraftintensiv industri i Norge vil blant annet bli påvirket av hvor konkurransedyktige norske kraftpriser er i forhold til kraftprisene i viktige konkurrentland. Konkurransforholdet avhenger særlig av kraftbalansen og kostnadene ved ny kraft i Norge og Norden, og i hvilken grad internasjonal klimapolitikk vil øke kraftkostnadene hos konkurrentene.

9.1.4 Mindre andel magasin kan gi større prisvariasjon

Med eksisterende planer og politikk vil ny fornybar kraft i Norge i hovedsak være uregulert produksjon. Noe av økningen i vannkraften kan komme i tilknytning til eksisterende magasiner, men det ventes lite ny magasinkapasitet. Samtidig ventes tilgangen på kraft å variere mer enn før. Relativt mindre magasinkapasitet og mer variabel tilgang bidrar til mer prisvariasjon. I perioder med mye vind og nedbør og med lavt forbruk (for eksempel om natten i sommerhalvåret), kan prisene bli presset ned mot null. Også om vinteren kan det komme perioder med svært lave priser, slik man så julen 2011. Motsatt kan knapphetsperioder medføre relativt høye priser.

9.1.5 Nettet vil bli styrket

Motstanden mot overføringslinjer i luft vil neppe bli mindre med tiden, men utvalget legger likevel til grunn at sentralnettet vil bli betydelig styrket i årene som kommer. Det er mange grunner til

³ Høyere priser på kull og gass og innføring av kvotemarkedet for CO₂ har det siste tiåret hevet kraftprisene i Europa og i Norden. Økte kvotepriser for CO₂ vil heve kraftprisene ytterligere i Europa. Som påpekt i 9.1.6 kan Norge, Sverige og Finland få et lavere prisnivå enn Kontinentet. Selv om Norden har et lavere prisnivå for kraft enn Kontinentet, kan prisene i gjennomsnitt være høyere enn vi har vært vant til.

dette: Økte krav til forsyningssikkerhet, utbygging av fornybar kraft, økt handel med andre land, tilrettelegging for elektrifisering i petroleumssektoren og mulig ny aktivitet i andre sektorer med stort kraftbehov taler for et sterkere nett. Mye av styrkingen vil skje med spenningsoppgraderinger fra 300 kV til 420 kV i eksisterende traseer, men det må også bygges en del nye linjer i nye traseer for å få et gjennomgående sterkere nett.

9.1.6 Klimapolitikken øker behovet for fleksibilitet og handel i Europa

Omleggingen fra tradisjonell fossil kraft til utslippsfri kraft fjerner den største og billigste kilden til fleksibilitet i Europa (jamfør kapittel 4). Samtidig fører utbyggingen av uregulerbar vannkraft, vindkraft og solkraft til større behov for reguleringsevne og fleksibilitet enn før.

Et sterkere europeisk nett vil bidra til å jevne ut en del lokale svingninger, og gjør det mulig å utnytte den samlede fleksibiliteten i Europa bedre. Likevel vil det være et stort behov for å øke fleksibiliteten. Utviklingen øker Norges behov for energifleksibilitet, samtidig som norsk vannkraft kan gi viktige bidrag til å dekke andre lands behov for kortsiktig fleksibilitet.

Norge trenger fleksibilitet for å balansere varierende tilsig

Mer uregulert vannkraft og vindkraft i Norge øker variasjonen i tilgangen på kraft. Klimaendringer ventes også å bidra til økt variasjon, ved at tilsigene vil variere mer. Når kullkraft i Norden erstattes med uregulerbar fornybar kraft og kjernekraft (som stort sett kjører jevnt), får Norden mindre evne til å kompensere svingninger mellom tørre og våte år. Dermed øker behovet for handel med land utenfor Norden og for andre typer fleksibilitet.

Fleksibilitet i forbruket blir viktigere enn før

Med dagens teknologi er det først og fremst varmesentraler som kan bidra med forbruksfleksibilitet i større skala i Norden. Slike sentraler kan i langt større grad enn i dag bruke strøm i perioder med overskudd av kraft og bruke andre energibærere, som biobrensel, ellers. Varmepumper i varmesentraler kan tilby fleksibilitet ved å kutte elforbruket i kortere perioder hvis kraftprisen blir svært høy.

Også industrien kan gi viktige bidrag til fleksibilitet både på kort sikt og over lengre perioder

med høye priser. På lang sikt kan fremstilling av hydrogen fra kraft også bli en kilde til fleksibilitet.

AMS og smarte styringssystemer vil gjøre det mulig å utnytte potensiell fleksibilitet hos mindre forbrukere.

Norge kan selge kortsiktig fleksibilitet

Vannkraft med magasin har betydelig fleksibilitet med hensyn til når produksjonen skjer, og kostnadene ved å regulere produksjonen opp og ned er lave, jf. kapittel 3. Vannkraftens reguleringsevne blir mer verdifull når nabolandene erstatter fossil kraft med vindkraft og solkraft. På lang sikt er det mulig å øke reguleringsevnen i vannkraftsystemet betydelig. Teknisk sett kan dette gjøres ved å øke generatorkapasiteten, og ved å legge til rette for pumping, slik at kraftverkene kan pumpe vann opp til høyereliggende magasin når prisene er lave. For å få en god utnyttelse av regulerings-evnen i vannkraftverkene, er det også nødvendig å styrke det interne overføringsnettet.

Lønnsomheten for Norge ved økt handel vil blant annet avhenge av prisforskjeller (time for time) mellom Norge og handelspartnere, kostnader ved overføringsforbindelser og nettførsterkninger på land, og kostnadene ved å øke reguleringsevnen på norsk side. Miljøkonsekvenser ved mer fleksibel drift og ved utbygging av økt reguleringsevne, kan også begrense økningen i vannkraftens fleksibilitet.

For mer om Norges behov for energifleksibilitet og muligheter til salg en kortsiktig fleksibilitet, se kapittel 3, særlig avsnitt 3.4, og kapittel 14.

9.1.7 Handel gjør det lettere å håndtere forbrukstopper

Forbruksvekst kombinert med mer småskala vannkraft og vindkraft kan gi større utfordringer med å dekke maksimalforbruket på kalde og vindstille vinterdager. På den annen side bidrar energieffektivisering, energiomlegging og mildere vintre til en flatere forbruksprofil over året. Mildere vintre kan også bidra til noe større uregulert vannkraftproduksjon om vinteren. Mer handel med kraft, økt effektkapasitet i vannkraftsystemet og økt forbruksfleksibilitet gir Norge gode muligheter til å håndtere perioder med stort forbruk og lav uregulert kraftproduksjon.

Et sterkere nasjonalt nett reduserer risikoen for at enkelte landsdeler får problemer med å dekke perioder med høyt forbruk og lav kraftproduksjon. Økt handel med utlandet har direkte og

indirekte stor betydning for evnen til å håndtere forbrukstopper:

- Direkte: Utenlandsforbindelsene er en effektreserve, ved at de gir import dersom etterspørselen i Norge er større enn produksjonskapasiteten. Importen utløses når norsk pris er høyere enn prisen hos handelspartnerne. Hvis Norge, Sverige og Finland har høyt forbruk samtidig kan importmuligheter fra Kontinentet og Storbritannia ha stor betydning.
- Indirekte: Utenlandsforbindelsene vil gi eksport på dagtid og import om natten. Dette vil gi noe større prisforskjell mellom dag og natt i Norge, se kapittel 14 og beregningsresultater senere i dette kapitlet. Dette gjør det mer lønnsomt å utvide effektkapasiteten i vannkraftverkene og det stimulerer forbruksfleksibiliteten. Som eksportør av effektkapasitet fra vannkraftssystemet, vil Norge være godt rustet til å møte perioder med høy innenlandsk etterspørsel.

Selv om sannsynligheten er liten, kan man ikke utelukke at store deler av Europa rammes av sviktende vindkraftproduksjon og effektknapphet samtidig som Norden har stort effektbehov på grunn av kulde. Den beste forsikringen mot effektknapphet vil være å legge til rette for et sterkt innenlandsk nett, en diversifisert handel gjennom overføringsforbindelser til ulike land,

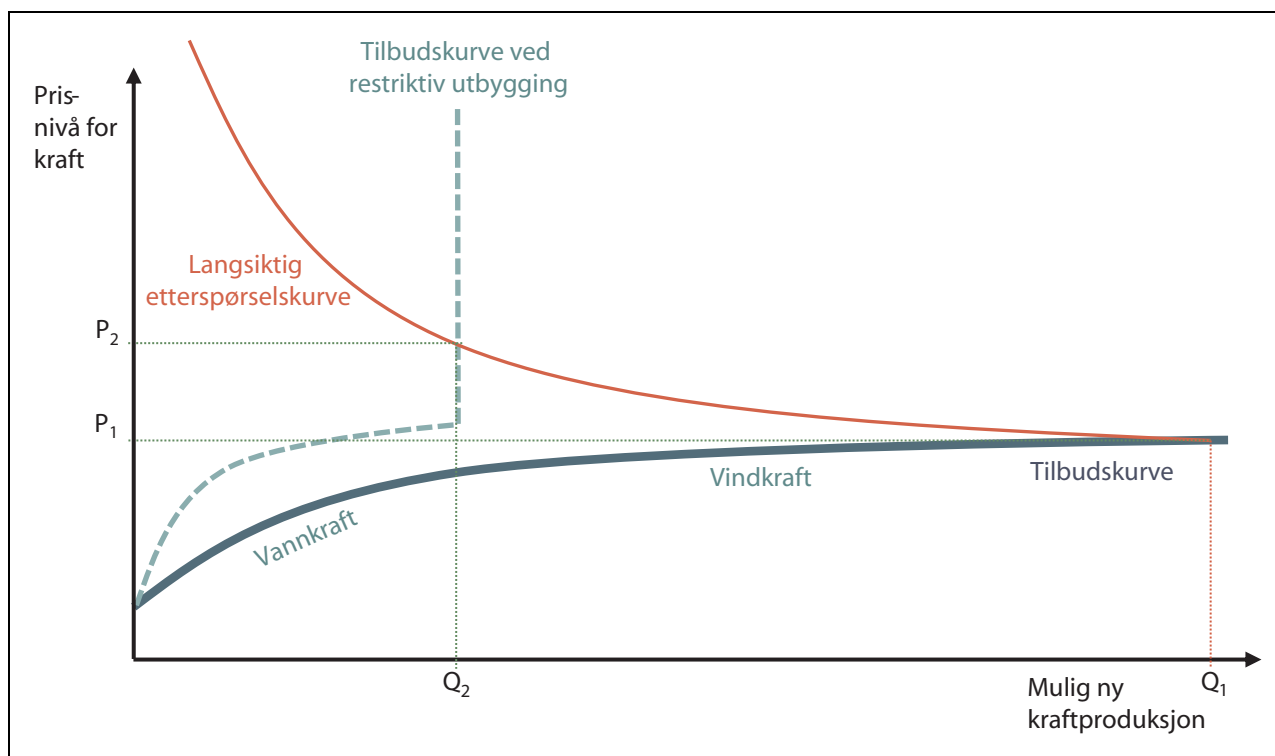
investeringer i effektkapasitet, og at forbruksfleksibiliteten kan utnyttes effektivt. Alt i alt har Norge svært gode betingelser for å dekke eget effektbehov på lang sikt, og dessuten bidra til å dekke andre lands behov.

9.2 Hvor mye av fornybarressursene vil Norge ta i bruk?

Norge har en del relativt billig vannkraft som kan bygges ut, og svært store potensialer for vindkraft både på land og offshore. Prosjekter for utbygging av vindkraft, vannkraft og nett er imidlertid ofte kontroversielle på grunn av visuelle effekter, virkninger for brukere av berørte områder og virkninger for naturmangfoldet. Det vil være ulike vurderinger av hva som er akseptable inngrep, og av hvordan miljø- og landskapsvern skal avveies mot klimahensyn og verdiskaping.

Utbygging av fornybar kraft forutsetter både aksept av ny fornybar kraft og nødvendige nettførsterkninger og at utbyggingene er lønnsomme. Kraftetterspørselen er viktig for pris og lønnsomhet. Økt etterspørsel kan komme fra tradisjonelt forbruk, elektrifisering, vekst i kraftintensiv industri, eller fra utlandet som netto eksport på utenlandsforbindelser.

Figur 9.1 illustrerer hvilken betydning restriktiv kraftutbygging kan ha for priser og produk-



Figur 9.1 Sammenhengen mellom tillatt ny kraftproduksjon, etterspørsel og pris

sjon/forbruk. Figuren fokuserer kun på veksten i produksjon og forbruk (inkludert eventuell netto eksport) fra i dag.

Den heltrukne blå tilbudskurven i figur 9.1 illustrerer langsiktige kostnader ved å øke fornybar kraftproduksjon fra dagens nivå. Kurven starter lavt fordi det finnes en del relativt rimelige vannkraftprosjekter. Potensialet for vindkraft er svært stort og kostnadene varierer ikke like mye som mellom vannkraftverk. Tilbudskurven blir derfor relativt flat mot høyre i figuren. Teknologisk framgang og læring mht. utforming og lokalisering av vindkraft kan redusere kostnadene ved vindkraft betraktelig fram til 2030, for eksempel til et nivå rundt 50 øre per kWh, eller kanskje enda lavere.

Den røde fallende kurven illustrerer økt langsiktig etterspørsel. Siden figuren viser vekst utover dagens nivå, indikerer etterspørselskurven at den underliggende etterspørselen er høyere enn i dag. Slik tilbudet og etterspørselen er tegnet i figuren, er det lønnsomt å bygge ut ny produksjon tilsvarende Q_1 til en pris på P_1 . Siden ressursgrunnlaget er stort, kan Q_1 i prinsippet godt være i størrelsesorden 80 TWh eller mer. Siden tilbudskurven er nesten flat, vil endringer i etterspørselen ha liten betydning for prisnivået, men stor virkning på utbyggingen av ny produksjon.

Formen på etterspørselskurven illustrerer at en del av det nye forbruket har høy betalingsvilje (venstre del av kurven), mens stor etterspørselsvekst fordrer en relativt lav kraftpris. Veksten i forbruk med høy betalingsvilje kan være knyttet til samferdselssektoren og petroleumssektoren, og til vekst i elspesifikt forbruk på andre områder. Elforbruk til oppvarming vil på lang sikt konkurrere med andre varmeløsninger, og etterspørselen på dette området er derfor ofte relativt prisfølsom. Den mest prisfølsomme etterspørselen kommer fra kraftintensiv industri som konkurrerer på verdensmarkedet. Her kan forbruket øke svært mye dersom kraftprisen er tilstrekkelig lav. Derfor er høyre del av etterspørselskurven relativt flat.

Den blå stiplede tilbudskurven illustrerer en utvikling med en mer restriktiv holdning til ny kraftproduksjon. I dette scenarioet godkjennes langt færre prosjekter, slik at tilbudskurven blir brattere og stopper ved Q_2 . Resultatet er at prisen blir presset opp til P_2 . Dermed blir etterspørsel med relativt lav betalingsvilje presset ut. Kraftintensiv industri kan da bli nedlagt.

Dersom underliggende kraftetterspørsel vokser mindre enn i figuren (eller går ned), vil etterspørselskurven skyves mot venstre. Da vil virkningen av en restriktiv utbygging bli dempet.

I Norge utgjør kraftintensiv industri om lag 25 prosent av dagens kraftforbruk. Ved en begrenset kraftutbygging kombinert med vekst i kraftforbruk som har høy betalingsvilje, kan prisene bli presset opp. Det kan føre til at kraftintensiv industri gradvis bygges ned. Hvis kraftpriser og andre kostnader gjør Norge til en attraktiv lokalisering, kan industrien derimot vokse betraktelig.

Siden Norge vil være sterkt sammenkoblet med Sverige og derigjennom med Finland, vil også kraftbalansen og prisnivået i Sverige og Finland ha stor betydning for prisnivået i Norge.

9.3 Utviklingsbaner og systemutfordringer

9.3.1 Beregninger for å illustrere systemutfordringer

Et viktig formål med utvalgets beregninger er å se hvordan energisystemet takler ulike utfordrende situasjoner. Vi tar utgangspunkt i tre ulike utviklingsbaner, og gjør beregninger for tilstanden rundt 2030. Vi drøfter også kort hvordan den videre utviklingen kan bli fram mot 2050.

De tre banene eller beregningsalternativene er valgt ut fra litt ulike kriterier:

Den første banen kalles *NB Bane*, og viser en utvikling i kraftsystemet i tråd med den langsiktige referansebanen for norsk økonomi som er beregnet i forbindelse med Nasjonalbudsjettet 2011. Dette illustrerer hvordan kraftsystemet kan utvikle seg og fungere dersom dagens energipolitikk og virkemiddelbruken i klimapolitikken videreføres.

De to andre utviklingsbanene er valgt for å belyse mulige utfordringer for kraftsystemet:

- *Ekspansivt* illustrerer en utvikling med stor økning i fornybar kraftproduksjon i Norge og i nabolandene, samtidig som forbruket vokser og blir mye jevnere over året. Norge og Sverige har et betydelig kraftoverskudd og klart lavere priser enn Kontinentet. Dette alternativet er egnet til å belyse virkningen av mye mer uregulerbar fornybar kraft, betydningen av jevnere forbruk og evnen til å håndtere et betydelig kraftoverskudd. Ekspansivt har likhetstrekk med fri utbygging av kraft til Q_1 i figur 9.1.
- *Stramt* illustrerer et kraftsystem som er avhengig av netto import i et normalt år. Både Norge, Sverige og Finland får kraftunderskudd. For å utløse tilstrekkelig import må kraftprisene være høyere enn på Kontinentet. Det høye prisnivået fører til at kraftintensiv industri gradvis fases ut. Dette alternativet er særlig egnet til å

belyse utfordringer ved kraftunderskudd. Stramt har likhetstrekk med restriktiv utbygging av kraft, til Q_2 , i figur 9.1.

De tre beregningsalternativene må ikke oppfattes som en beskrivelse av utfallsrommet for utviklingen eller en vurdering av hva som er mest sannsynlig. Mange andre kombinasjoner av utviklingstrekk kan være mulige, men vi har her valgt å fokusere på alternativer som antas å illustrere ulike og mulige utfordringer for kraftsystemet.⁴

Fremstillingen fokuserer på Norge, men som nevnt er Norge, Sverige og Finland relativt tett sammenkoblet. Sterk produksjonsvekst i ett land gir mulighet for forbruksvekst i et annet og vice versa.

9.3.2 Nærmere om beregningsalternativene

Beregningene bygger på en rekke antakelser om kraftsystemet i Norge og Nord-Europa, og om brenselpriser og kvotekostnader. I Energiutvalget (2012) gir vi en mer detaljert oversikt over forutsetninger, egenskaper ved modellen og beregningsresultatene.

Antakelsene for utviklingen internasjonalt er basert på IEAs tre scenarier i World Energy Outlook 2011.

I beregningene for NB Bane er brenselpriser og CO_2 -pris knyttet til IEAs scenario Current policies, og kraftsystemet i Europa er også langt på vei utformet i tråd med en slik politikk.

I beregningene for Stramt er det lagt til grunn en mer ambisiøs klimapolitikk globalt, som i IEAs scenario New Policies. Verdenssamfunnet lykkes i dette scenarioet ikke med å utforme en bindende global avtale som kan nå togradersmålet, men

politikken er likevel klart mer offensiv i dette scenarioet enn i Current Policies.

Beregningene for Ekspansivt er relatert til IEAs 450-ppm-scenario, hvor verdenssamfunnet lykkes med å utforme en mer ambisiøs og bindende klimaavtale og hvor klimakostnadene derfor i langt større grad reflekteres i kvotepriser og energipriser. Når høye kvotepriser demper den globale etterspørselen etter fossilt brensel antar IEA at prisen på fossile brensler vil bli noe lavere, spesielt for kull og olje. Tabellen nedenfor viser prisantakelsene for CO_2 -utslipp og for kull og gass.

I 2030 er det fortsatt en del fossil kraft igjen i Europa i alle alternativene, og prisnivået påvirkes av kostnadene ved slik kraft.

For Norden betyr også kraftbalansen en god del for prisnivået. Utviklingen i kraftbalansen avhenger av hvordan tilbudet og etterspørselen utvikler seg i hvert av de tre alternativene.

I NB Bane er det tradisjonelt forbruk i alminnelig forsyning som vokser, mens kraftintensiv industriens elforbruk er forutsatt å være konstant i framskrivningene i Nasjonalbudsjettet. Veksten i kraftproduksjon følger her en gitt bane, og balansen i markedet skapes ved handel med andre land. Med den beregnede forbruksutviklingen og forutsetningene for vekst i kraftproduksjonen, blir det en netto eksport i NB Bane på 7 TWh i 2030. Etter 2030 vokser forbruket raskere enn produksjonen og i 2050 får Norge netto import.

Det totale forbruket vokser mest i Ekspansivt. Forbruket i alminnelig forsyning (først og fremst elforbruket i bygg) faller nesten 9 TWh (0,4 prosent per år) som følge av omfattende energieffektivisering.⁵ Samtidig vokser kraftforbruket i transportsektoren og i petroleumssektoren med totalt 13 TWh, mens forbruket i kraftintensiv industri og kraftintensive tjenester vokser med vel 25 TWh. Denne forbruksveksten antas jevnt fordelt over året og døgnet. Nedgangen i tradisjonelt forbruk ved omfattende energieffektivisering gir også jevnere forbruk over året.

Det er antatt at ny fornybar kraft kan bygges ut til en pris rundt 50 øre per kWh i Norge og Sverige og at prisnivået derfor blir liggende på dette

⁴ For eksempel kan en restriktiv kraftutbygging i Norge som i Stramt godt gå sammen med ekspansjon av kjernekraft i Sverige, slik at Sverige får et stort kraftoverskudd. Siden Norge og Sverige er tett sammenkoblet nettmessig, vil en situasjon med stort overskudd i Sverige og underskudd i Norge ikke i tilstrekkelig grad få fram utfordringene knyttet til et underskudd på kraftbalansen. I Stramt har vi valgt forutsetninger som samlet kan lede oss til en situasjon med kraftunderskudd og anstrengte situasjoner i tørre år.

Tabell 9.1 Brenselpriser og CO_2 -priser i de tre alternativene i 2030

		NB Bane	Ekspansivt	Stramt
CO_2	NOK/Tonn	200	618	271
Kull	NOK/MWh innfyrt	102	60	95
Gass	NOK/MWh innfyrt	194	221	261

Tabell 9.2 Forbruk, produksjon, netto eksport (TWh) og gjennomsnittspris i et normalår (øre/kWh) i 2030

	NB Bane	Ekspansivt	Stramt	Gjennomsnitt 2002-2011 ¹
Forbruk	148	166	151	124,1
Produksjon	155	182	149	127,1
Herav vannkraft	143	150	137	124,2
Netto eksport	7	16	-2	3,0
Priser	43	51	74	29,2

¹ Prisen er referert Oslo

nivået. Industrien vokser fordi dette prisnivået gir akseptabel lønnsomhet.

I Stramt øker samlet kraftforbruk både på grunn av vekst i tradisjonell alminnelig forsyning og på grunn av økt elforbruk i petroleumssektoren og i samferdselssektoren. Kraftproduksjonen antas å øke lite på grunn av stor motstand mot utbygginger. Sverige legger ned 25 TWh kjernekraft før 2030. Norge, Sverige og Finland har en samlet netto import på 11 TWh i et normalt år. Som følge av importbehovet blir prisene relativt høye og kraftintensiv industri presses gradvis ut.

I alle alternativene er det antatt at klimaendringer gir noe jevnere forbruksprofil og jevnere tilsig over året sammenliknet med dagens situasjon.

Tabell 9.2 viser hovedtall for Norge i 2030 i de tre beregningsalternativene.

I NB Bane blir kraftprisen relativt lav på grunn av lave brenselpriser, jf. tabell 9.1. I Ekspansivt fører et stort kraftoverskudd i Norden til at kraftprisen er vesentlig lavere enn på Kontinentet.

⁵ Energieffektivisering påvirkes av mange faktorer, deriblant teknologiutviklingen. Man kan tenke seg at i en verden med ambisiøs global satsing på utslippsreduksjoner kan teknologiutviklingen bli forsert og politikken for å fremskynde energieffektiviseringen bli mer ambisiøs. Av mange grunner er det usikkerhet rundt omfanget av energiforbruket i framtiden. Vi har i dette beregningsalternativet ønsket å se på en situasjon der forbruksprofilen blir vesentlig jevnere over året, og har derfor valg å anta en nedgang i tradisjonelt forbruk i alminnelig forsyning i dette eksemplet. Alternativet ville ikke blitt mye endret om vi hadde lagt til grunn en noe mindre eller noe større energieffektivisering.

I alle tre alternativene er det lagt til grunn at overføringskapasiteten mellom Norge og andre land både i Norden og på Kontinentet, og mellom Norden og andre land øker. Økningen er størst i Ekspansivt. Innenlandsk overføringskapasitet øker også vesentlig. Hovedtall for handelskapasiteten i de tre alternativene er gjengitt i tabell 9.3.

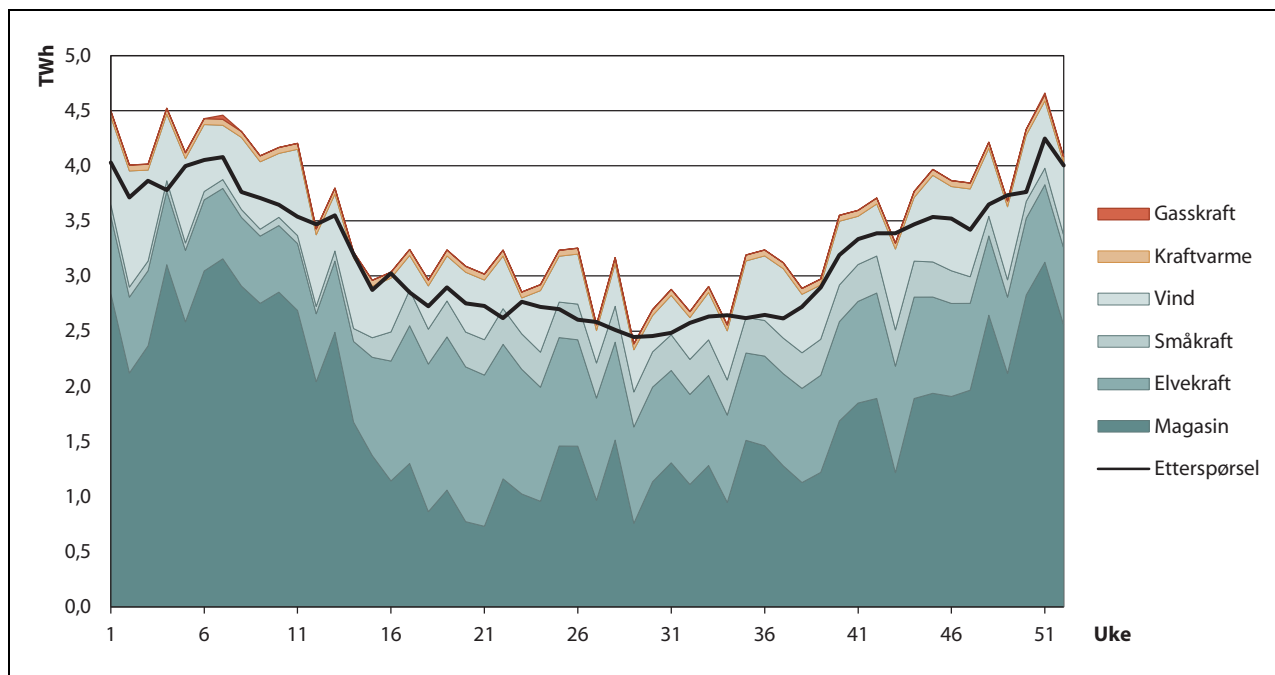
9.3.3 Om modellberegningene

De tre alternativene er simulert ved hjelp av THEMA-modellen. Dette er en kraftmarkedsmodell som dekker Nord-Europa, beregner priser, produksjon og forbruk per time, og er egnet til å illustrere hvordan kraftsystemet i Norge fungerer og samspiller med nabolandene. I beregningene varieres vindkraftproduksjonen og forbruk over året på grunnlag av historiske erfaringer. Tilsigene følger også normale mønstre og kan dessuten varieres mellom år for å få fram virkningen av våte og tørre år. Modellen opererer med full kunnskap om framtidige tilsig, vindkraft, osv., og klarer derfor å utnytte magasinkapasiteten mer effektivt enn det som er mulig i virkeligheten.⁶ Modellen vil derfor gi større prisutjevning over året og mindre spill av vann enn det som er realistisk.

Vannkraftsystemet og annen kraftproduksjon har en rekke restriksjoner og bindinger som man ikke klarer å representere fullt ut i modeller. Modellene vil derfor normalt gi mindre prisvariasjon og bedre håndtering av ekstreme situasjoner enn man kan regne med i virkeligheten.

Tabell 9.3 Forutsetninger om utvekslingskapasitet mot utlandet og ut av Norden, MW

	2011	NB Bane	Ekspansivt	Stramt
Norge	5500	11050	13655	9992
- herav ut av Norden	700	4200	4200	2100
Nordens samlede kapasitet til Kontinentet og UK	5600	10650	16525	10140



Figur 9.2 Produksjon per uke fordelt på teknologi, og forbruk i Ekspansivt

9.3.4 Beregningsresultater for Ekspansivt og Stramt

Vi fokuserer på resultatene fra Ekspansivt og Stramt fordi disse alternativene er utformet for å få fram mulige utfordringer. Kraftoverskuddet er størst i Ekspansivt, slik at vi her kan være utsatt for spill av vann og priskollaps i våte år. Kraftunderskuddet i Stramt kan særlig medføre utfordringer i tørrår.

Resultater for alternativet Ekspansivt

Figur 9.2 viser beregnet norsk kraftforbruk og produksjon (fordelt på type kraftverk) per uke i et normalår (2030).

Produksjonen i vannkraftverk uten magasin er bestemt av tilsigene. Vindkraften produserer etter skiftende vindforhold, typisk mer om vinteren, mens magasinverk styrer produksjonen ut fra prisen. De produserer derfor mer om vinteren og

mindre om sommeren, og bidrar sammen med vindkraft til utjevning av prisforskjeller mellom sesongene.⁷ Vi ser av figuren at gasskraft⁸ bare produserer i noen få timer i februar i denne simuleringen. CHP er kombinert kraft- og varmeproduksjon, som for eksempel Energiverk Mongstad. I slike anlegg er kraftproduksjonen i stor grad styrt av varmebehovet.

Forbruket (sort kurve) er lavere enn total produksjon. Differansen mellom produksjon og forbruk er netto eksport hver uke.

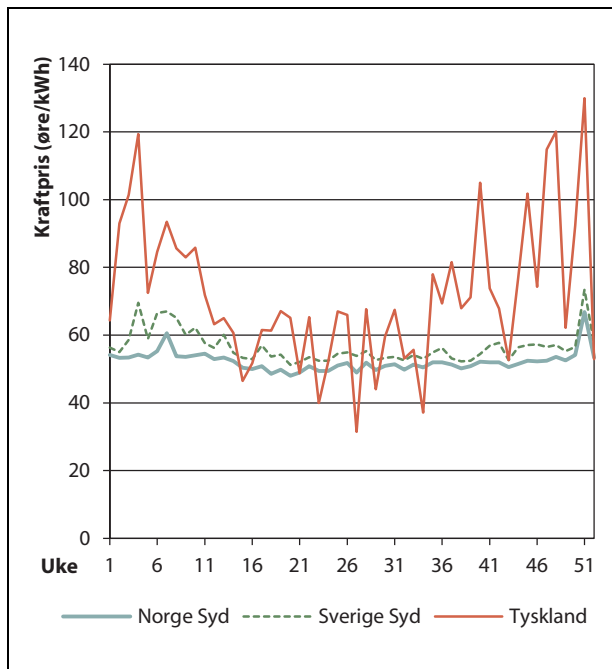
På Kontinentet er gjennomsnittsprisen over året mellom 70 og 72 øre/kWh mot 51 øre/kWh i Norge. Forskjellen skyldes det store nordiske kraftoverskuddet (16 TWh i Norge, 20 TWh i Sverige og 7 TWh i Finland). Sesongprofilen i prisene er illustrert i figur 9.3.

Den store variasjonen i gjennomsnittlig ukepris i Tyskland skyldes blant annet variasjon i vindkraftproduksjonen og i solkraft (PV). Lavere sommerpriser i Tyskland skyldes først og fremst at Tyskland i dette beregningsalternativet har nesten 100 TWh solkraft.

⁶ Kraftmarkedsmodeller som skal håndtere vannkraft blir lett svært komplekse og modellene gjør derfor en del forenklinger. I THEMA-modellen er ulike typer vannkraftverk med ulik grad av magasin kapasitet godt representert, slik at man kan få fram hvordan prisene kan bli påvirket ved for eksempel stor handel eller stort innslag av vindkraft. For å håndtere dette uten at beregningene blir for tidkrevende opererer modellen med full kunnskap om tilsig, vindkraftproduksjon etc. det kommende året. En ulempe ved at modellen har full sikkerhet om hva som vil skje, er at den disponerer vannet mer optimalt enn hva som er realistisk i virkeligheten.

⁷ Så lenge magasinene har tilstrekkelig kapasitet til å flytte kraftproduksjon fra sommer til vinter, vil prisene i modellen bli tilnærmet like om sommeren og vinteren. Timer hvor uregulert kraftproduksjon presser prisen ned og timer hvor effektknapphet gir høye priser vil gi avvik fra dette.

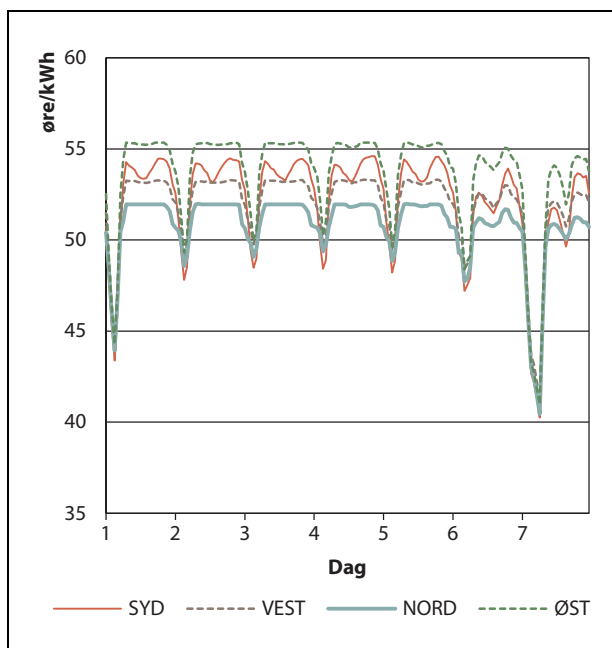
⁸ I beregningene er det eneste norske gasskraftverket av denne typen Kårstø, som antas å fortsatt være i drift i 2030.



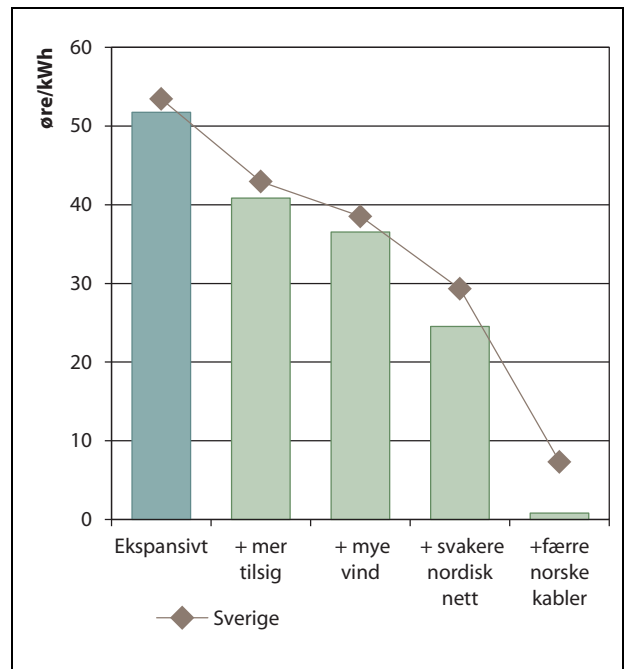
Figur 9.3 Ukentlige priser i Ekspansivt, øre/kWh

I beregningene oppstår det en del innenlandske overføringsbegrensninger, og dermed visse regionale prisforskjeller. Figur 9.4 viser den beregnede prisprofilen innenfor en gjennomsnittlig uke i ulike landsdeler, med modellens antakelser om overføringskapasitet.

Vi får her høyest priser og størst prisvariasjon innenfor uken på Østlandet (Øst) og Sørlandet (Syd). Det skyldes at mye av overføringskapasitet-



Figur 9.4 Prisvariasjon innenfor en gjennomsnittsuke i ulike landsdeler i Ekspansivt, øre/kWh



Figur 9.5 Kraftpriser med endrede forutsetninger i Ekspansivt, øre/kWh

en til utlandet er knyttet til Sørlandet og Østlandet. Vi får lavest priser og minst prisvariasjon innenfor uka i Nord-Norge (Nord). Det lavere prisnivået skyldes kraftoverskudd i Nord-Norge og Nord-Sverige, og overføringsbegrensninger sørover i begge land. De beregnede prisforskjellene er et resultat av modellforutsetninger med hensyn til lokalisering av forbruk, produksjon og overføringskapasitet. Dersom lavere priser i Nord-Norge gir økt forbruk (for eksempel industrietablering), mindre investeringer i produksjon eller større nettinvesteringer, vil prisforskjellen mot andre områder bli redusert.

Det store kraftoverskuddet i Norden og stor overføringskapasitet ut av Norden, gjør at kraftsystemet i Ekspansivt er svært robust for tørrår og svikt i annen kraftproduksjon, som for eksempel kjernekraft. Derimot kan det være mer utfordrende å utnytte krafttilgangen effektivt i et vått år. Figur 9.5 viser hvordan økt kraftproduksjon og mindre overføringskapasitet gir lavere priser i Ekspansivt. Med utgangspunkt i Ekspansivt øker vi først tilsigene, deretter økes også vindkraftproduksjonen. I neste trinn beholder vi den økte kraftproduksjonen og reduserer overføringskapasiteten i Norden og fra andre nordiske land ut av Norden. I siste trinn reduserer vi også overføringskapasiteten fra Norge ut av Norden. Figuren viser at med en utvikling som i Ekspansivt, men uten mange av nettinvesteringene som ligger i denne utviklingsbanen, vil prisene i Norge og Sverige kollapse i våttår.

Søylene viser gjennomsnittsprisen i Norge i de ulike beregningene, gjennomsnittsprisen i Sverige er markert med små ruter.

I «mer tilsig» (vått år) øker kraftproduksjonen med 21 TWh i Norge, 11 TWh i Sverige og 2 TWh i Finland. Som man ser av figur 9.5 reduseres den norske prisen med vel 10 øre/kWh. Det er den prisreduksjonen som er nødvendig for å øke nettoeksporten og redusere fossil kraftproduksjon, slik at det blir balanse i markedet. I alle beregningene er prisene relativt like gjennom året. Det jevne prisfallet kan forklares med at tilsigsøknin-gene er relativt jevnt fordelt over året, og at modellen vet at tilsiget kommer. I virkeligheten kan man få store tilsig overraskende og ha en skjevere fordeling mellom ulike magasin. Det kan gi mer variert prisfall, for eksempel større innslag av svært lave priser i sommerhalvåret. Det at forbruket gjennom året også er relativt jevnt i Ekspansivt, gjør det lettere å jevne ut prisene. Med lavere sommerforbruk øker sannsynligheten for prisfall om sommeren.

I alternativet «+ mye vind» er tilsigsøkningen beholdt og det er dessuten et vindrikt år i Nord-Europa. Norsk vindkraftproduksjon øker her med 4 TWh.

Utvekslingskapasiteten har betydning for pris-effekten av økte tilsig. I varianten «+ svakere nordisk nett» har vi redusert den samlede overføringskapasiteten ut av Norden fra de andre nordiske landene med 4175 MW, mens Norges forbindelser ut av Norden er som i referanseberegningen. Mindre nettførsterkninger fra andre Nordiske land ut av Norden gir her et ytterligere prisfall på mer enn 10 øre per kWh.

I alternativet helt til høyre i figuren, «+ færre norske kabler» bygges det heller ikke nye forbindelser fra Norge til land utenfor Norden. Denne siste reduksjonen i handelskapasitet presser prisene ned mot null hele året.

I simuleringene er forbruket per forutsetning upåvirket av prisene. Det er derfor fossil kraftproduksjon i Norden og handel ut av Norden som balanserer endringene i vann- og vindkraftproduksjonen. Med mindre handelskapasitet må prisen lenger ned for å gi tilstrekkelig eksport. I alternativet «+ færre norske kabler» blir det også spill av vann.

Varmesektoren⁹ kan sannsynligvis utvikles til å bruke betydelige mengder kraft i perioder hvor kraftprisene er lavere enn prisene på andre brens-

ler. «Eksport» til varmesektoren kan dermed et stykke på vei være et alternativt til eksport ut av Norden i våte år. Det vil dempe prisfallet i tilsigsrike perioder og begrense risikoen for spill av fornybar kraft, men det vil ikke fjerne hele prisfallet.

I beregningene som er vist i figur 9.5 så vi at i Ekspansivt vil et vått år med stor vindkraftproduksjon gi priskollaps, dersom ikke overføringskapasiteten ut av Norden økes betydelig. I beregningen er forbruket og normal produksjonskapasitet holdt konstant, mens handelskapasiteten er redusert. Beregningen illustrerer dermed den isolerte effekten av en mye mindre nettførsterkning enn forutsatt i Ekspansivt i et vått og vindrikt år. Resultatene viser at det er urealistisk med en utvikling som i Ekspansivt uten en betydelig styrking av handelskapasiteten ut av Norden. Dersom handelsmulighetene ikke blir utvidet, vil man ikke få det kraftoverskuddet som er lagt til grunn i Ekspansivt. Forbruket i varmesektoren vil trolig øke, industrien i Norden kan forbruke mer og det kan bli bygget ut vesentlig mindre ny kraftproduksjon enn forutsatt i Ekspansivt, slik at prisen igjen vil stige.

Beregningene over viser også at handelskapasiteten ut av Norden fra andre nordiske land har stor betydning for Norge.

Resultater for alternativet Stramt

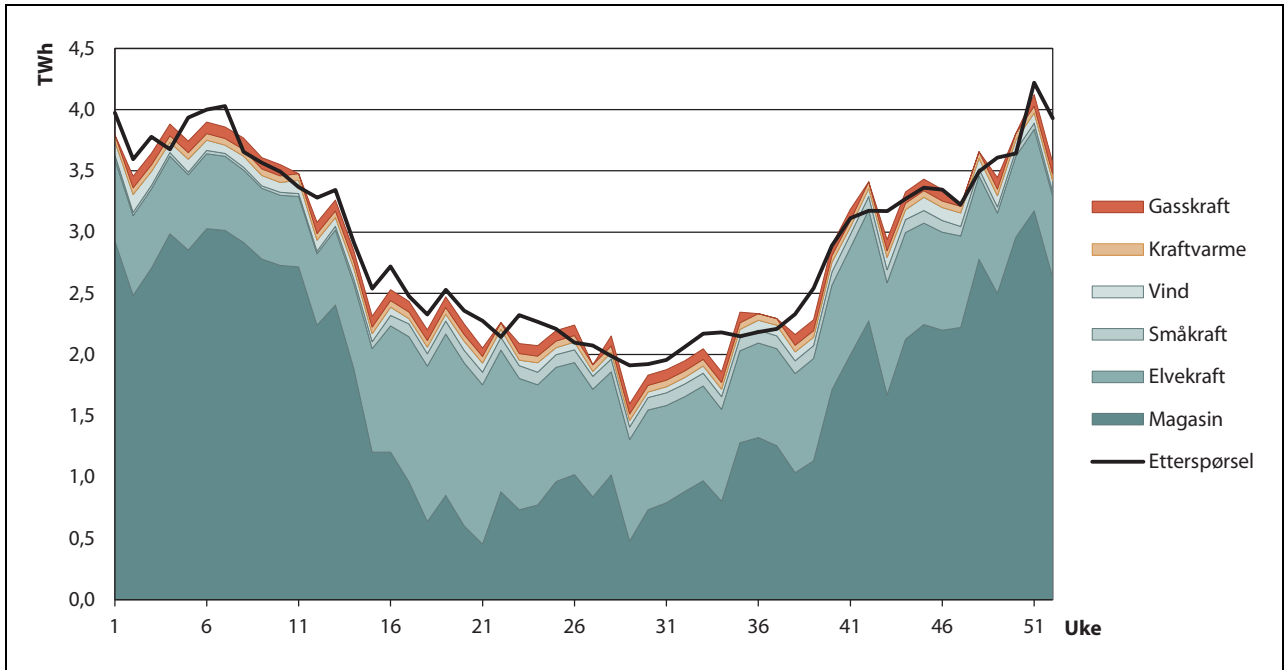
Figur 9.6 viser norsk kraftforbruk og produksjon i et normalår i alternativet Stramt.

Norge (og Sverige og Finland) trenger her import i et normalår. Dette fører til at prisene må være minst like høye som hos handelspartnerne på Kontinentet. Høye kraftpriser gjør det lønnsomt å kjøre gasskraftverket på Kårstø hele året. Prisene er på nivå med prisene i Tyskland, Nederland og Storbritannia.

I dette alternativet er vi spesielt opptatt av å undersøke robustheten ved tørrår og eventuell svikt eller begrensning i importmulighetene. Vi har derfor simulert dette kraftsystemet med tilsig som i et tørt år, ved tørt år og kaldt vær, ved tørt og kaldt og ytterligere reduksjoner i kjernekräften, og ved redusert overføringskapasitet ut av Norden fra andre nordiske land og til slutt også fra Norge. Virkningen på gjennomsnittsprisen over året er vist i figur 9.7.

I det tørre året reduseres kraftproduksjonen i norsk vannkraft med 26,5 TWh og totalt i Norden reduseres vannkraftproduksjonen med 33 TWh. Kraftprisene i Norge øker med 13 øre per kWh. Kaldere vær enn normalt gir ytterligere 1,6 øre høyere gjennomsnittspris. Hvis kjernekraftpro-

⁹ Varmesektoren omfatter bruk av varme til industriprosesser, til oppvarming i fjernvarmeanlegg, lokale varmesentra-ler og direkte oppvarming hos forbrukere.



Figur 9.6 Produksjon per uke fordelt på teknologi, og forbruk i Stramt

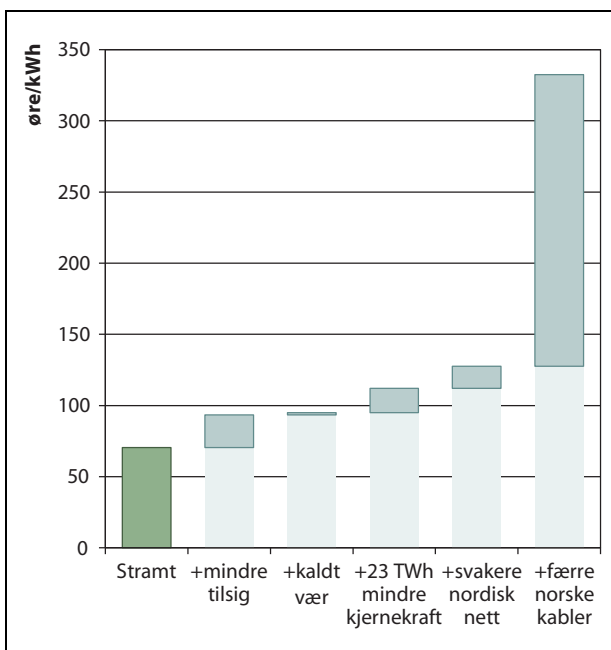
duksjonen reduseres med ytterligere 23 TWh i Sverige, stiger kraftprisen med ytterligere 18 øre, til 1,12 kroner per kWh. I alle tilfellene er prisene relativt like over året.

I beregningen med « + svakere nordisk nett» har vi i tillegg antatt at kapasiteten ut av Norden fra andre nordiske land blir 1990 MW mindre enn i referanseberegningen. Vi ser at dette fører til

enda høyere priser, men ikke til forsyningsproblemer.

Hvis vi reduserer handelsmulighetene ytterligere ved å redusere kapasiteten mellom Norge og Tyskland og Storbritannia («+ færre norske kabler»), får vi imidlertid rasjonering og ekstreme priser en stor del av året. Overføringskapasiteten er i dette tilfellet redusert betydelig sammenliknet med referansesituasjonen, men den er fortsatt større enn dagens kapasitet. Norge har vel 2000 MW økt kapasitet til Norden og kapasiteten fra andre nordiske land ut av Norden er økt med vel 3500 MW i forhold til i dag.

Igen vil vi minne om at modeller håndterer kraftsystemet smidigere enn det som er mulig i virkeligheten. I praksis kan prisøkningene bli større og rasjonering bli nødvendig ved mindre reduksjon i produksjon og nett enn det vi her har antatt. Samtidig er det viktig å påpeke at beregningene ikke tar hensyn til forbruksfleksibilitet. Ved store prisøkninger vil forbruket bli redusert før man kommer til rasjoneringspriser (til høyre i figuren). Reduksjonen i forbruk vil koste mindre enn rasjonering, men vil likevel innebære et betydelig tap av velferd og verdiskaping.



Figur 9.7 Kraftpriser med endrede forutsetninger i Stramt, øre/kWh

9.3.5 Utviklingen mot 2050

I beregningsalternativet Ekspansivt kommer veksten i industriforbruket av at norske og nordiske kraftkostnader er konkurransedyktige internasjonalt. Det skyldes at global klimapolitikk øker kost-

nadene ved bruk av fossil kraft vesentlig. Kraftkostnadene øker for alle som er avhengig av fossil kraft med utslipp eller må ta i bruk relativt dyre alternative kraftkilder. Dersom dette konkurransefortrinnet vedvarer i Norden, kan man tenke seg en ytterligere vekst i industrien fram mot 2050. Men det er også mulig at det på lang sikt utvikles billigere utslippsfrie kraftkilder som kan redusere eller fjerne konkurransefortrinnet til nordisk kraftintensiv industri. I så fall kan man få en nedgang i etterspørselen fra denne industrien i Norden.

I beregningsalternativet Stramt er tilstanden i 2030 neppe en varig likevekt. Norske kraftpriser er her så høye at vi kan få ytterligere reduksjon i kraftintensiv industri. Alt annet likt, vil lavere etterspørsel fra industrien gi sterkere kraftbalanse og lavere priser. Man kan få en utvikling der industrien bygges ned inntil man når et prisnivå som gjenværende industri kan leve med. Hvis derimot annet forbruk øker vesentlig mer enn kraftproduksjonen fra 2030, kan hele den kraftkrevende industrien etter hvert bli presset ut.

9.3.6 Nettmessig integrasjon – begrensede eksportmuligheter

Graden av integrasjon kan variere

I alle de tre beregningsalternativene er det mulig å tenke seg både en sterkere og en svakere nettmessig integrasjon med Norden og med land utenfor Norden. I beregningene er økt handelskapasitet mest lønnsomt i Ekspansivt. Det skyldes blant annet at handel blir viktigere i en framtid med mye uregulert kraftproduksjon. I alle alternativene kan man se for seg både større og mindre handelskapasitet mot utlandet. En del av kapasiteten kan bli brukt til å selge helt kortsiktig regulering innenfor timen og til andre systemtjenester som gir liten netto kraftflyt.

I Stramt kan man for eksempel argumentere for at utvekslingskapasiteten er viktig for forsyningssikkerheten, særlig hvis for eksempel kjernekraften skulle få omfattende feil, eller hvis Sverige skulle velge å nedlegge kjernekraften helt. Ytterligere utbygging av handelskapasitet fra Norge til land utenfor Norden vil bidra til en mer robust kraftforsyning i dette alternativet. Ved en økt utbygging av overføringsforbindelser vil Norge i økende grad selge fleksibilitet fra vannkraftsystemet, med eksport om dagen og import om natten.

I Ekspansivt vil mindre handelskapasitet ut av Norden trolig øke lønnsomheten ved bruk av kraft

i den nordiske varmesektoren, slik at elforbruket her vil øke, spesielt i våte år. I Ekspansivt er det naturligvis også en mulighet for økt handelskapasitet for eksport av fleksibilitet.

Hvor stor netto eksport kan Norge ha?

I Ekspansivt er prisnivået klart lavere i Norden enn på Kontinentet, og det kan bygges ut mer kraftproduksjon uten at kostnadene stiger vesentlig. Det er nærliggende å spørre om dette kan gi opphav til en langt større norsk netto eksport enn de 16 TWh som eksporteres i et normalt år i Ekspansivt.

Hvis man bygger ut mer fornybar kraft uten å øke overføringskapasiteten ut av Norden må de norske (og nordiske) prisene ned for å utløse den ekstra eksporten. Lavere priser vil begrense utbyggingen av ny kraftproduksjon. For å få økt netto eksport i større omfang i normalår må både produksjonen og handelskapasiteten økes parallelt. Prisnivået må holde seg på et nivå som gjør ny produksjon lønnsom. I Ekspansivt er kostnadene for ny produksjon antatt å ligge rundt 50 øre per kWh.

I Ekspansivt er de tyske prisene i et normalt år høyere enn de norske prisene 63 prosent av tiden, og ellers lavere. Dette prisforholdet gir en netto eksport på rundt 3 TWh for en forbindelse på 1400 MW.¹⁰ Den lave nettoeksporten skyldes at den store prisvariasjonen i Tyskland gir eksport om dagen og import om natten.

Hvis man vil bygge ny kraftproduksjon for eksport i større skala, støter man på noen viktige utfordringer: Uregulert vannkraft og vindkraft produserer omtrent like mye kraft om natten som om dagen, og norsk vindkraft vil ofte produsere mer når handelspartnerne også har stor vindkraftproduksjon og lave priser. For å utnytte handelsmulighetene i en ny overføringsforbindelse effektivt, må økt uregulert kraftproduksjon konverteres til en mye større eksport om dagen når handelspartneren trenger kraften. Når en forbindelse på 1400 MW i eksemplet gir en nettoeksport på rundt 3 TWh, er dette et resultat av en brutto eksport på vel 7 TWh (typisk om dagen) og en brutto import på vel 4 TWh (typisk om natten). For å kunne konvertere ny uregulert kraftproduksjon til netto eksport når Europa trenger det, og for å utnytte billig import om natten, må vannkraft

¹⁰ Det vil være eksport 63 prosent av tiden og import i 37 prosent av tiden. Netto eksport blir da 26 prosent (63 minus 37) av teoretisk eksportkapasitet (eksport hele tiden). For en forbindelse på 1400 MW gir det en netto eksport i underkant av 3 TWh per år.

med magasin redusere sin produksjon betydelig om natten og øke produksjonen mye om dagen. Dette reiser imidlertid noen utfordringer.

I dag har vannkraftsystemet en del ledig fleksibilitet, men det er grenser for hvor mye produksjonen kan varieres uten at man øker effektkapasiteten og installerer pumpemuligheter.¹¹ Pumping av vann til høyereliggende magasin vil være et *kraftforbruk* som gjør det mulig å utnytte mer uregulert kraftproduksjon i perioder med stor tilgang og lave priser. Pumping gjør det også lettere å utnytte billig import. Utbygging av effektkapasitet og pumpemuligheter øker fleksibiliteten, men økningen i fleksibiliteten vil gradvis bli dyrere etter hvert som man bygger ut mer. I tillegg til kostnader ved økt fleksibilitet i vannkraftsystemet må også det innenlandske nettet styrkes for å håndtere økt kraftflyt. Dette gjelder særlig dersom eksporten skal komme fra kraftproduksjon som ligger langt fra handelspartnerne, for eksempel i Nord-Norge. Det er derfor grenser for hvor stor eksport det kan være lønnsomt å ha i et normalår.

Den viktigste økonomiske drivkraften for å bygge ut handelskapasitet vil trolig være Norges behov for kraftutveksling, og inntekter ved salg av fleksibilitet. Muligheter for netto eksport eller netto import vil komme som en bivirkning av økt handelskapasitet. Varierende kraftbalanse i Norden vil ha mye å si hvor for hva som blir netto flyt på forbindelser til Kontinentet og Storbritannia.

Nytt forbruk som er jevnt over døgnet og året kan utnytte vind- og vannkraftproduksjon gjennom hele døgnet og året. Ved vekst i denne typen forbruk og utbygging av uregulert kraft, vil det også være behov for å utnytte magasinkraftverkens evne til å flytte kraftproduksjonen i tid, men behovet vil være mye mindre enn ved kraftutveksling.

Fleksibelt forbruk som kan tilpasse seg variabel tilgang på kraft vil være et nyttig supplement til fleksibiliteten i vannkraftsystemet, og gjør det enklere å utnytte uregulert vannkraft og vindkraft. Siden tilsigene er størst om sommeren er det gunstig at vindkraften produserer mest i vinterhalvåret.

¹¹ Vannmagasinene har begrenset tilgang på vann, og ved en større vekst i handelen må man etter hvert over på pumpekraft, slik at man kan kjøpe kraft og pumpe opp vann når prisen er lav. Et magasinkraftverk som i dag produserer normale tilsig i løpet av 4000 timer, kan doble effektkapasiteten, men med dobbel effektkapasitet og full produksjon vil man bruke opp vannet på 2000 timer. Hvis man kan kjøpe kraft i perioder med lav pris og pumpe vann opp til magasinet, kan man både øke effektkapasitet og produsere for fullt i 4000 timer.

I tillegg til eksport gjennom eksisterende kraftsystem kan det i et langsiktig perspektiv bli direkte eksport fra norsk havvindkraft til andre land uten samtidig tilknytning til vårt kraftsystem.

9.4 Mulige regionale ubalanser i framtidens kraftsystem

Et sterkere nasjonalt nett reduserer sannsynligheten for at store regionale ubalanser blir et problem for forsyningssikkerheten, eller gir store og langvarige prisforskjeller. Man kan likevel ikke utelukke at det kan oppstå nye ubalanser, særlig knyttet til raske utbygginger eller nedleggelse av store forbruksenheter, og eventuelt til store endringer i kraftproduksjon.

Mulige områder med svak kraftforsyning

Rasjonering og svært høye priser har langt mer alvorlige konsekvenser enn lave priser og spill av kraft. Det er derfor naturlig å ha størst oppmerksomhet på faren for å få en svak kraftforsyning.

Det ventes stor befolkningsvekst i og rundt de store byene fram mot 2050. Dette kan, sammen med økonomisk vekst, gi en betydelig økning i kraftforbruket. En slik vekst vil imidlertid komme gradvis slik at samfunnet har tid til å planlegge for å håndtere utviklingen. Utvalget legger til grunn at utbygging av overføringsnett og andre tiltak vil sikre en robust forsyningssituasjon for de store byene i framtiden, se kapittel 5.

Netteier har tilknytningsplikt for nytt forbruk. Men dersom kraftforsyningen i et område ikke kan betjene et nytt forbruk på en forsvarlig måte, kan forbruket nektes tilknytning inntil det kan etableres en tilstrekkelig robust forsyning. Denne muligheten reduserer faren for forsyningsproblemer. Et nei til tilknytning kan imidlertid representere et vesentlig tap av verdiskaping, kanskje særlig hvis petroleumssektoren trenger økt krafttilgang fra nettet. For petroleumssektoren er lokaliseringen styrt av hvor feltene er og hvor landanleggene kan plasseres. Annen kraftintensiv industri kan ha noe større frihet med hensyn til hvor man lokaliserer nytt forbruk, men eksisterende produksjonsanlegg, infrastruktur, kompetansmiljøer med mer kan ha stor betydning for hvor det er aktuelt å være lokalisert.

Nytt kraftforbruk til offshoreanlegg og landanlegg for petroleumsvirksomheten kan komme langs hele kysten fra Sørlandet til Øst-Finnmark. Det er her ofte snakk om store forbruksenheter som kan gi lokale utfordringer i nettet der hvor til-

knytningen skjer. Utfordringene er særlig knyttet til at det tar mye lenger tid å utvide nettkapasiteten enn å etablere en ny stor forbruksenhet. I enkelte tilfeller hvor det er en betydelig sannsynlighet for at man får behov for en ny kraftledning, kan det være hensiktsmessig å utvikle nødvendige nettprosjekter fram til rettskraftig konsesjon, og så fatte endelig investeringsbeslutning hvis det nye forbruket kommer.

Generelt vil et sterkere nett fra Sørlandet til Finnmark styrke evnen til å håndtere nytt forbruk langs kysten.

Perioder med store overskudd og lave priser i noen områder

En større utbygging av uregulert vannkraft og vindkraft kan periodevis gi lave kraftpriser i noen overskuddsområder. Mer fleksibelt forbruk, sterkere nett og mer magasinkapasitet kan begrense prisetilveksten og bidra til at kraft ikke går til spille. Hvis det er risiko for lengre perioder med lavere priser i et område, vil dette i seg selv begrense investeringene i ny kraftproduksjon. Et område med et moderat overskudd av kraft kan imidlertid få et meget stort overskudd dersom større industrikunder varig eller midlertidig stenger ned virksomheten. Man kan da få et betydelig prisfall, særlig i perioder med stor uregulert kraftproduksjon.

Langvarige regionale prisforskjeller?

Selv om det i normale driftssituasjoner ikke er prisforskjeller mellom regioner, kan det være noen situasjoner hvor et område med betydelig overskudd får en lavere pris, og noen situasjoner hvor et område med strammere balanse får høyere pris. Det vil gi opphav til en viss forskjell i gjennomsnittspris over tid. Det er vanskelig å forutsi hvilke områder som kan få lavere og høyere pris, siden dette både avhenger av lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon, og av overføringskapasiteten. Det er imidlertid ikke usannsynlig at Nord-Norge og kanskje også Midt-Norge får lavere priser enn Sør-Norge. Dette skyldes at Nord-Norge har betydelige fornybarressurser med relativt lave kostnader, at Sverige har et betydelig kraftoverskudd i nord og at man bygger og planlegger mye ny vindkraft i Nord-Sverige. Prisene i Nord-Sverige vil i betydelig grad påvirke prisene i Nord-Norge og Midt-Norge, og vice versa.

De regionale prisvirkningene av økt handel med andre land vil blant annet avhenge av hvor

mye det innenlandske nettet blir styrket. Prisene på Østlandet kan bli noe tettere knyttet til prisene i det sentrale Sverige (inkludert Stockholm), og kan derfor bli litt høyere enn prisene lenger nord og på Vestlandet. Dersom det blir overføringsbegrensninger mellom Sørlandet og resten av Sør-Norge vil prisene på Sørlandet bli mer påvirket av handel med Kontinentet. I beregningene for Ekspansivt så vi at Østlandet og Sørlandet fikk mest prisforskjell mellom dag og natt, jamfør figur 9.4. Gjennomsnittsprisen på Sørlandet og Østlandet kan bli noe høyere enn i andre landsdeler dersom Norge i gjennomsnitt har eksport (som i Ekspansivt), og lavere enn i resten av landet dersom Norge i gjennomsnitt har import.

Forutsatt en betydelig styrking av nettet vil prisforskjellene i kraftmarkedet trolig bli relativt små og de kan variere over tid. Med en dominerende flyt fra nord til sør i Norge og Sverige vil imidlertid tariffene for overføringstap medføre at produsenter og forbrukere i Nord-Norge vil se klart lavere nettoppriser (pris korrigert for tariff for overføringstap).¹²

9.5 Oppsummering: Mer fornybart krever handel og fleksibilitet

Det norske kraftsystemet vil i framtiden bli enda tettere sammenkoblet med Sverige og Finland. Endringer i disse landenes handelskapasitet til land utenfor Norden og i deres kraftbalanse vil ha betydning for forsyningssikkerheten i tørrår, og for norske kraftpriser. Dermed påvirkes også lønnsomheten ved ny produksjon og nytt forbruk i Norge. For kraftoverføringer nord – sør vil Norge i overskuelig framtid være avhengig av et godt samspill med det svenske nettet.

EUs fornybardirektiv og flere andre faktorer bidrar til at Norden får økende kraftoverskudd mot 2020. De nordiske landene har rik tilgang på fornybar energi, til kostnader som i dag er klart lavere enn på Kontinentet og i Storbritannia. Klimaendringer forventes å gi økte tilsig, og Sverige og Finland synes å ha vilje til å videreføre og øke kjernekraften. Disse faktorene trekker i retning av en sterk kraftbalanse i mange år framover i de nordiske landene. På den annen side kan en eventuell nedleggelse av kjernekraft og mindre aksept av fornybar kraft gi en strammere nordisk

¹² Mens prisforskjellene i markedet reflekterer perioder hvor overføringskapasiteten er mindre enn ønsket overføring i markedet, reflekterer tapsleddene i nettareffektene at det er et energitap knyttet til overføring over lange avstander.

balanse. En slik utvikling vil gi høyere kraftpriser og mindre sikker kraftforsyning i tørre år. Importmuligheter i tørre år blir viktige i et slikt perspektiv. Norge har store fornybarressurser og viljen til å bruke disse ressursene vil ha stor betydning for utviklingen.

Begrenset vekst i forbruk med høy betalingsvilje og god tilgang på kraft til konkurransedyktige priser, kan legge grunnlag for vekst i kraftintensiv virksomhet i Norge (og Norden). Sterk vekst i forbruk med høy betalingsvilje og begrenset tilgang på ny kraft til konkurransedyktige priser, kan derimot presse ut kraftintensiv virksomhet fra Norge (og Norden).

Både kraftforbruket og tilgangen på kraft blir trolig jevnere over året, og vil dermed passe bedre sammen. Dette skyldes klimaendringer, energi-effektivisering og energiomlegging, økt innslag av vindkraft samt vekst i kraftforbruk som er jevnt

over året. Denne utviklingen kan redusere behovet for å bruke magasinene til å flytte vann fra sommer til vinter, og den kan gjøre det enklere å takle tørre år. Samtidig kan større variasjon i tilgangen på kraft uten en tilsvarende økning i magasinkapasiteten gi større prisvariasjoner, både mellom år og i kortere perioder.

Uten større magasinkapasitet øker behovet for annen fleksibilitet i forbruk og via handel. Nedbygging av kullkraft i Norden øker behovet for handel med land utenfor Norden, og for å utnytte fleksibiliteten i varmesektoren bedre enn i dag.

Økt handel med kraft vil gjøre Norge til eksportør av fleksibilitet og stimulere til økt effektkapasitet og forbruksfleksibilitet gjennom noe større prisvariasjon over døgnet og uken. Med et sterkt nasjonalt nett bør Norge ha de beste forutsetninger for å håndtere behovet for effekt i alle landsdeler.

Kapittel 10

Oppsummering og anbefalinger

10.1 Overordnede mål for en framtidsrettet energisektor

Rikelig tilgang på fornybar energi har gjennom mer enn 100 år bidratt til velstandsutvikling og har vært et konkurransefortrinn for norsk industri og næringsliv. Utvalget mener at energiressursene også i framtida skal bidra til velferd og verdiskaping i hele landet.

Energipolitikken må utformes slik at samfunnets krav til et velfungerende energisystem oppfylles. Sikker og effektiv energiforsyning er en kritisk forutsetning for et velfungerende, moderne samfunn.

Det må legges til rette for verdiskaping samtidig som hensyn til natur, miljø og klima ivaretas.

10.2 Energisystemets rolle i samfunnet

Energipolitikken må ivareta flere hensyn som til dels er motstridende. Samfunnsdebatten er tjent med en åpen diskusjon om hvilke og hvordan ulike hensyn må balanseres og avveies. I perspektivet mot 2030 og 2050 står vi overfor både mulig-

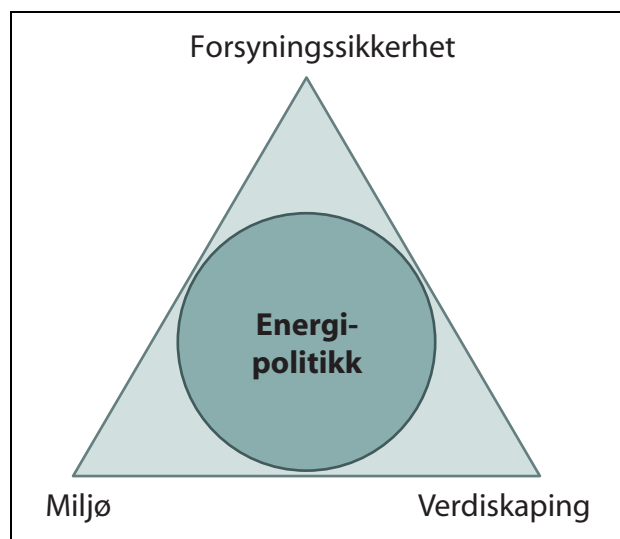
heter og utfordringer. Vi må ta noen grunnleggende valg om hva vi vil med naturressursene våre.

Sikker energiforsyning er en forutsetning for liv og helse, næringsvirksomhet og innbyggernes velferd. Energisystemet er en del av den kritiske infrastrukturen i et moderne samfunn. Samfunnet stiller høye krav til forsyningssikkerheten i energisystemet.

Et miljøvennlig energisystem innebærer at forbruk og produksjon av energi ses i sammenheng med og tar hensyn til mål knyttet til natur, miljø og klima. Både produksjon og forbruk har negative følger for miljøet, men hva slags og hvor stor miljøeffekten er, avhenger av type energikilde og energibærer. Fornybar energi er for eksempel klimavennlig, men innebærer inngrep i naturen. Et miljøvennlig energisystem er dermed ikke et entydig begrep.

Verdiskaping krever at energiressursene utnyttes der de gir størst verdi for samfunnet.

Energipolitikken må balansere hensynet til forsyningssikkerhet, miljø og verdiskaping, som illustrert i figur 10.1.



Figur 10.1 Den energipolitiske trekanten: Viktige avveininger i energipolitikken

10.2.1 Viktige egenskaper ved energisystemet som kritisk infrastruktur

Et velfungerende og sikkert energisystem må være kostnadseffektivt, robust og fleksibelt. I et langsiktig perspektiv blir vi enda mer avhengige av en sikker og velfungerende energiforsyning. Energipolitikken og virkemidlene må derfor utformes slik at vi har:

- Et *effektivt* energisystem som sikrer kostnadseffektiv utbygging og drift av energisystemet over tid.
- Et *fleksibelt* energisystem som har stor evne til å håndtere variasjon i tilgangen på kraft og i forbruket av kraft og varme.
- Et *robust* energisystem som kan motstå store fysiske påkjenninger og endringer uten at forsyningssikkerheten trues.

10.2.2 Miljøutfordringer ved energisystemet

Produksjon og transport av energi kan ha negative konsekvenser for naturen, miljøet og klima. Utfordringen er å begrense miljøbelastningene knyttet til energisystemet.

Klimautfordringene vil kreve en betydelig omlegging av energisektoren internasjonalt.

Norge står i en særstilling når det gjelder tilgang til og bruk av fornybar energi. Hos oss vil reduksjon i klimagassutslippene i energisektoren først og fremst forde overgang fra fossil til fornybar energi på forbrukssiden, særlig innenfor transport- og petroleumssektoren. Andre land har de største klimautfordringene på produksjonsiden, særlig knyttet til kullkraft. For å kutte utslippene må de endre hele produksjonssystemet og bytte ut sin fossile kraftproduksjon med fornybar produksjon.

Norge har store fornybare energiressurser. Utbygging og transport av fornybar energi medfører inngrep i naturen. Ressursene er ofte plassert langt unna forbruket, samtidig som mye av den nye energiproduksjonen er væravhengig og lite regulert. Utbygging gjør det nødvendig å bygge sterkere overføringsforbindelser både lokalt, nasjonalt og mellom land med ulike produksjonssystemer. Utbygging av mer fornybar energi i Norge vil være positivt for klima, men krever avveining mot skadevirkningene ved naturinngrep.

10.2.3 Energi som grunnlag for høy verdiskaping

Energiforsyningen har stor betydning for verdiskapingen både i privat og offentlig sektor, og innen så vel vareproduksjon og industri som handel og tjenesteytende næringer. Utviklingen av energisystemet bør sikre at Norges fornybare ressurser forblir et konkurransefortrinn, og kan gi grunnlag for økt verdiskaping i norsk næringsliv generelt, og i kraftsektoren og kraftintensive næringer spesielt.

Økende kraftproduksjon i Norden fram mot og etter 2020 kan, sammen med energieffektivisering, gi et godt grunnlag for vekst i både nye og tradisjonelle kraftintensive næringer, samt i næringer som utvikler og leverer framtidens systemer og løsninger. Klimautfordringene innebærer at norsk fornybar energi får økt verdi på lengre sikt, både via eksport av kraftintensive produkter, som eksportvare som kan erstatte fossil energi, og som leverandør av fleksibilitetstjenester basert på de gode reguleringsegenskapene til vannkraft med magasiner.

10.3 Politikken og markedets roller i energisektoren

I Norge har vi med innføringen av energiloven av 1990 valgt et markedsbasert energisystem. I kraftmarkedet er priser som avspeiler de reelle kostnadene helt sentrale for å koordinere produksjon og forbruk, magasindisponering og flyten i nettet fra dag til dag. I tillegg stimulerer prisene til investeringer i energiløsninger, energieffektivisering, produksjon og infrastruktur. Mulighet for prisvariasjon bidrar til forsyningssikkerhet og effektiv ressursutnyttelse.

Markedet alene er imidlertid ikke tilstrekkelig for å fremme de overordnede mål for energisektoren. Offentlige reguleringer og eierskap til vannkraft og infrastruktur har vært sentrale virkemidler for å oppnå energipolitiske mål. Energipolitikken må også i framtiden sikre samfunnets interesser gjennom godt utformede institusjonelle rammer, samt effektive prosesser og virkemidler.

Ulike mål nås lettest ved å se ulike energibærere, og produksjon og forbruk i sammenheng. Det innebærer blant annet at brede virkemidler rettet mot fornybar energi og energieffektivisering i utgangspunktet ikke bør favorisere utvalgte teknologier og energiformer. Norsk satsing på utvikling av ny teknologi må rettes inn mot områder hvor vi har særlige forutsetninger for å lykkes, og som kan gi grunnlag for industriell satsing og vekst.

10.4 Viktige utviklingstrekk mot 2050

I 2050 vil det trolig være mellom 6 og 8 millioner innbyggere i Norge, og vi vil være vesentlig rikere enn i dag. Trender og framskrivninger tyder på at økonomien kommer til å være mindre energintensiv enn i dag.

Særlig utenfor OECD-området er det ventet sterk økonomisk vekst og økning i energietterspørselen. Kostnadene ved å bruke fossil energi ventes å øke. Klimapolitikken setter en pris på utslipp av klimagasser og øker etterspørselen etter fornybar energi.

EU har satt ambisiøse klimapolitiske mål fram til 2020, inkludert mål for å fremme fornybar energi og energieffektivisering, og ønsker å avkarbonisere energisektoren til 2050. Midlertidige økonomiske tilbakeslag kan svekke satsingen, men EUs motivasjon for omlegging av energisektoren er også knyttet til forsyningssikkerhet, arbeidsplasser og næringsutvikling. Utformingen av og styrken i klimapolitikken i EU etter 2020

kommer an på utviklingen internasjonalt og hvilke tiltak andre land gjennomfører.

Energi- og klimapolitikken i EU og nasjonalt endrer energisystemene i våre naboland. EUs energi- og klimapolitikk påvirker også norsk energipolitikk gjennom EØS-avtalen. Trendene tilsier at energisystemene blir mindre fleksible og mer integrerte, og at elektrisitet blir en mer sentral energibærer i framtidens lavutslippssamfunn enn den er i dag. EUs indre marked for energi vil bli utviklet og infrastrukturen, ikke minst for kraftutveksling mellom land, vil bli styrket.

Økt forskningsinnsats vil føre til utvikling av ny teknologi og nye løsninger, både på produksjons- og etterspørselssiden. I 2030 kan vi for eksempel anta at det er utviklet smartere nettløsninger, samt nye og billigere løsninger for produksjon av fornybar energi og konvertering til elektrisitet i transportsektoren.

I Norge vil vannkraft med magasiner fremdeles dominere stasjonær energiforsyning i 2030 og 2050. I henhold til gjeldende planer vil regional- og sentralnettet være vesentlig forsterket og AMS innført.

Utvalget legger til grunn at følgende sentrale utviklingstrekk vil prege utviklingen i norsk energisektor mot 2050:

- Befolkningsvekst og økonomisk vekst øker den underliggende energietterspørselen. Energi-effektivisering i bygg og industri, samt endringer i nærings- og bosettingsstruktur, vil begrense utviklingen i energibruken.
- Klimapolitikken innebærer at bruken av fossil energi blir redusert, og krav om satsing på energieffektivisering og bruk av fornybar energi vil øke.
- EUs energi- og klimapolitikk, samt klimapolitikken globalt, setter viktige rammer for utviklingen av norsk energisektor.
- Elektrisitet vil bli brukt til nye formål, og elektrisitet kommer til å spille en viktigere rolle i energisystemet.
- Vi blir mer sårbare for avbrudd i elforsyningen, og kravene til forsyningssikkerhet i kraftsystemet øker. Det øker kostnadene i kraftsystemet.
- På 10-20 års sikt vil krav om utbygging av fornybar kraftproduksjon medføre at vi får lavere kraftpriser enn i de termiske systemene på Kontinentet.
- På lang sikt vil klimakostnader bli priset inn i kraftproduksjon også globalt. Det vil øke omstillingen til fornybar energi/lavutslippenergi, og vil styrke den relative konkurransevnen for verdiskaping basert på norsk fornybar energi.
- Klimapolitikken gir en betydelig omlegging av kraftsystemene i landene rundt oss. Behovet for regulerbar produksjon og fleksibilitet i forbruket øker både i Norge og i våre naboland.
- Kraftmarkedene i Norden og Europa blir mer integrerte. Det bygges flere utvekslingslinjer mellom land, og markedsplassene utvikles og kobles sammen. Det betyr økt koordinering av utvikling og drift av kraftsystemene i Nord-Europa.
- Utbygging av mer fornybar kraft og nett gir økt press på naturen, og kommer i flere tilfeller i konflikt med andre anvendelser av naturen og hensynet til naturmangfold. Det forsterker behovet for et godt beslutningsgrunnlag og bedre kunnskap om konsekvensene av utbygging.
- Klimautfordringene gir økt satsing på utvikling av teknologi for fornybar energi, effektiv energibruk og smarte nett. Forskning, utvikling og kompetanse blir viktig både for å utvikle og ta i bruk konkurransedyktige nye løsninger.
- Energietterspørselen i verden vil øke, og utbyggingen av fornybar energi fortsetter også i utviklingsland. Det betyr økt etterspørsel etter norsk kompetanse og kunnskap om fornybar energi i andre deler av verden.

10.5 Oppsummering av sentrale energipolitiske spørsmål

Energipolitikken legger rammene for utviklingen av energisektoren framover. De beslutningene som aktørene i energisektoren tar i dag er viktige for utviklingen på lang sikt. Mange av anleggene i energisystemet har svært lang levetid. Vannkraftverk, overføringsnett og fjernvarme kan være i drift i 50 år og lenger. Vindkraftanlegg som bygges etter 2025 vil trolig fortsatt være i bruk i 2050. Valg av energiløsninger i bygg har stor betydning for energibruken i lang tid. Utviklingen i kraftintensiv industri preger også kraftforbruket i mange år framover. Langsiktige investeringer bygger på vurderinger av framtiden, og de former framtiden.

Utvalget mener at sentrale utfordringer for energipolitikken mot 2050 er å opprettholde og styrke forsyningssikkerheten for kraft og energi, utnytte naturressursene slik at de bidrar til verdiskapingen i landet, ivareta hensyn til natur og miljø, og stimulere til effektiv energibruk. Disse utfordringene er behandlet særskilt i kapitlene 5 til 8 og er kort oppsummert nedenfor.

10.5.1 Økende krav til forsyningssikkerhet

Knapphet og avbrudd i tilgangen på energi kan være svært alvorlig og kostbart. I ytterste konsekvens står liv og helse på spill. Effektivisering av energiforbruket øker avhengigheten av elektrisitet og dermed sårbarheten for svikt i forsyningen.

Det finnes ulike mekanismer som kan hindre knapphet og avbrudd, og ny teknologi og nye løsninger som kan redusere knapphetsproblemer er under utvikling. Variasjon i tilsig, begrenset magasin kapasitet og lange prosesser for å etablere ny produksjon og nett, samtidig som kraftetterspørselen kan endres raskt, fører til at man ikke kan unngå perioder med vesentlige regionale forskjeller i balansen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft. Med de store variasjonene i tilsig fra sesong til sesong og år til år, er det verken praktisk mulig eller god samfunnsøkonomi å bygge ut energisystemet slik at knapphet aldri oppstår.

Kapasiteten i nettet er avgjørende for forsyningssikkerheten. Utfordringen er å ha tilstrekkelig kapasitet for mange ulike og til dels uforutsigbare situasjoner. Det krever at denne kapasiteten etableres i tide, og et aktivt og godt planlagt vedlikehold av nettet. Nettutviklingen må ses i sammenheng med utviklingen i produksjon og etterspørsel. Ny kraftproduksjon bidrar til bedre forsyningssikkerhet, men vindkraftanlegg og små vannkraftanlegg stiller økende krav til fleksibiliteten i resten av energisystemet. Energieffektivisering som gir redusert forbruk om vinteren, og fleksibelt energiforbruk som kan veksle mellom ulike energibærere, vil få økende betydning. Mangfold i energiforsyningen reduserer sårbarheten for svikt i tilgangen på én energibærer. I kraftsektoren vil gode handelsmuligheter med flere og ulike naboland være spesielt verdifullt.

Samspeillet mellom ulike kilder til forsyningssikkerhet styres dels av politikk og dels av priser. Politikkenes rolle er å stille krav til forsyningssikkerheten og legge føringer for utviklingen av infrastruktur og marked. Markedets og aktørenes roller er å få samspeillet til å fungere i praksis. Energifisene styrer beslutninger om både løpende kraftproduksjon og investeringer i så vel ny produksjon som energieffektivisering og fleksibilitet. Vedvarende prisforskjeller synliggjør behovet for ny nettkapasitet eller for å skifte energibærer. Høye priser belønner energisparing og omstilling til andre energibærere.

En framtidrettet energipolitikk må legge til rette for en robust og fleksibel energiforsyning som tåler betydelige påkjenninger fra naturen i form av ras, flom og ekstreme værforhold, og som

kan håndtere store variasjoner i tilgangen på og etterspørselen etter energi.

10.5.2 Energiressursene er viktige for verdiskapingen

Verdiskapingen i energisektoren i Norge tar utgangspunkt i energi produsert på basis av naturgitte energiressurser. For kraftsektoren gjelder dette særlig vannkraft. Ressursgrunlaget for vannkraften vil sammen med utnytting av annen energi, fortsatt gi Norge særlige fortrinn som energi- og industrinasjon. Dette fortrinnet kan videreutvikles gjennom en balansert utbygging av fornybare kraftressurser, kraftutveksling, og produksjon og eksport av kraftintensive produkter.

I tillegg til verdiskapingen basert på energi-produksjon bidrar leverandørindustri, konsulentvirksomhet og FoU-miljøer til verdiskaping i energisektoren. I et 2050-perspektiv er det vanskelig å spå utviklingen av norsk leverandørindustri innenfor energisektoren. Men med våre lange tradisjon som energinasjon har vi mye relevant kompetanse og kunnskap å bygge videre på. Den underliggende drivkraften for vekst i leverandørindustrien er den internasjonale utviklingen mot klimavennlige energiløsninger og den energieffektiviseringen og omleggingen av energisystemet som ser ut til å måtte komme.

Økonomisk vekst gir økt etterspørsel etter varer fra kraftintensiv industri. Klimatrusselen gir et ekstra fokus på energieffektivitet, og skaper etterspørsel etter blant annet lette metaller og nye produkter der norsk kraftintensiv industri har etablert seg. Norge er en viktig leverandør av energi og strategiske råvarer både i et europeisk og et globalt perspektiv.

Både kraftselskapene og strømmettet er i hovedsak eid av staten, fylkeskommuner og kommuner. Det store innslaget av offentlig eierskap innebærer at mye av inntektene tilfaller offentlig sektor. Fordi vannkraftverkene utnytter lokale ressurser, mottar også vertskommunene en forholdsmessig del av ressursverdien gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft. Dette gjør at kraftforsyningen bidrar med betydelige verdioverføringer, ikke bare til staten, men også til kommunesektoren direkte.

10.5.3 Energi og natur – en krevende balansegang

Omfattende utbygging av fornybar energi med tilhørende nett er en utfordring for norsk natur. Foruten naturkonfliktene, kommer energiprosjekter

også ofte i konflikt med ulike næringsinteresser og fritidsaktiviteter. De negative virkningene vil i stor grad være merkbare for lokalmiljøet, men kan også ramme arter og økosystem av nasjonal og internasjonal verdi. Virkningene på økosystemer er kvalitativt forskjellig fra andre interessekonflikter knyttet til energiprosjekter.

Klimaendringene utgjør en økende trussel mot artsmangfoldet globalt. Robuste økosystemer er viktige for å takle dette. Overgang fra fossil til fornybar energi er et viktig klimatilak, men størstilt utbygging av fornybar energi i Norge kan true artsmangfoldet her.

Alle negative konsekvenser kan imidlertid ikke unngås hvis man samtidig vil ivareta hensyn til forsyningssikkerhet og verdiskaping basert på fornybar energi. Utfordringen er å gjøre gode avveininger og minimere negative konsekvenser. Det stiller store krav til konsesjonssystemet og prosessene som skal balansere ulike hensyn. Dagens konsesjonssystem er komplisert og ressurskrevende for både søkerne, myndighetene og ulike interessenter. På kort sikt er køen av konsesjonssøknader en vesentlig utfordring. Tydeligere politiske prioriteringer og bedre dialog mellom energi- og miljømyndigheter kan redusere tidsbruken og gjøre det enklere for aktørene å forholde seg til konsesjonssystemet.

10.5.4 Energibruk i framtiden

Utviklingen i energibruken på lang sikt påvirkes blant annet av økonomisk vekst, utvikling i næringsstruktur, befolkningsvekst og bosetting, teknologiutvikling, samt politikk og virkemidler.

Det er betydelige potensialer for energieffektivisering i bygg og i industrien. For å begrense energibruken i bygg på lang sikt, er det viktig å sørge for effektive nybygg. I dag stimuleres energieffektivitet i nye bygg først og fremst gjennom byggetekniske standarder. Sparepotensialet i eksisterende bygg henger sammen med hvor mange bygg som rehabiliteres hvert år. Spesifikke virkemidler for energieffektivisering i eksisterende bygg og i industrien bør innrettes mot veldefinerte barrierer og tiltak. Virkemidlene bør være styringseffektive, kostnadseffektive og ha utløsende effekt.

Høyere energipriser og/eller CO₂-priser stimulerer også til lønnsom energieffektivisering og konvertering fra fossil energi til fornybar energi og elektrisitet. Det er viktig at prisene på ulike energibærere gjenspeiler de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene, inkludert miljøkostnader. Det benyttes i dag en lang rekke virkemidler for å stimulere energieffektivisering, konvertering og

produksjon av fornybar energi. Av hensyn til den samlede effektiviteten i systemet er det viktig å se de ulike virkemidlene i sammenheng.

Bruken av elektrisitet ventes å øke både på grunn av konvertering fra fossil energi til elektrisitet til oppvarming og elektrifisering i petroleums- og transportsektoren, og fordi nordiske kraftpriser ventes å bli konkurransedyktige de neste tiårene. På lang sikt vil økt klimafokus også legge til rette for relativt lavere priser i Norden. Det kan legge grunnlag for økt aktivitet i nye og tradisjonelle kraftintensive næringer. Spennet for mulig langsiktig utvikling i samlet elforbruk er svært stort.

Behovet for langsiktig fleksibilitet vil fortsatt være viktig i det norske systemet på grunn av store svingninger i tilgangen på vann- og vindkraft. En robust effektbalanse henger sammen med utviklingen i produksjonskapasitet, kapasitet på utenlandsforbindelser og fleksibiliteten i forbruket. Installering av AMS vil gjøre det lettere å utnytte kortsiktig fleksibilitet. Skal forbrukerne bidra med energifleksibilitet fordrer det at de har mulighet til å veksle mellom elektrisitet og andre energikilder, for eksempel i fjernvarmeanlegg og lokale energisentraler. Omlegging som gir permanent brenselsbytte bidrar ikke til å øke fleksibiliteten i kraftsystemet.

10.6 Veivalg for norsk energisektor mot 2050

Norges fornybare energiresurser og en velfungerende energisektor er et konkurransefortrinn for Norge. Hvordan og i hvilken grad vi skal utnytte denne ressursbasen innebærer noen veivalg mot 2030 og 2050, og vil kreve avveininger og prioriteringer mellom ulike interesser. Veivalgene dreier seg om å definere og gripe muligheter, samt å se energi, klima og verdiskaping i sammenheng på en måte som gir industriell, energimessig og klimamessig mening, nasjonalt og globalt.

Fram mot 2050 vil de globale energimarkedene gjennomgå en grunnleggende omlegging. Et sentralt spørsmål er hvordan Norge i lys av klimautfordringene kan utnytte tilgangen på fleksible og fornybare energiresurser til økt verdiskaping, sysselsetting og bosetting, samtidig som utformingen av norsk energipolitikk tar hensyn til forsyningssikkerhet, natur- og miljøkonsekvenser og effektiv energibruk nasjonalt. Utvikling og bruk av framtidens løsninger nødvendiggjør en styrket innsats innenfor FoU, kompetanse- og teknologiutvikling.

10.6.1 Vi må bruke energien riktig, og vi må bruke riktig energi

Det er et overordnet mål at energibruken skal være effektiv og at lønnsomme energieffektiviserings tiltak gjennomføres.

Markedsprisene er viktige for å stimulere til effektiv energibruk. Det er avgjørende for effektiv energibruk at kraftprisene får variere og avspeile både overskudd og knapphet. Forventninger om lave priser svekker insentivene til energieffektivisering. Der prisene ikke reflekterer miljø- og klimakostnader eller det eksisterer andre barrierer for effektiv energibruk, må myndighetene utforme virkemidler for energieffektivisering og konvertering. Virkemidler rettet mot energibruk bør utformes slik at de bidrar til konsistens i energipolitikken, og slik at de treffer de reelle barrierene og utløser gevinster som forsvarer kostnadene knyttet til virkemidlet.

Det er et betydelig potensial for energieffektivisering i bygninger og i industrien. Energibruken i nybygg bør også i framtida begrenses gjennom krav og tekniske forskrifter som tar hensyn til hva som er teknisk mulig og økonomisk forsvarlig. I eksisterende bygg er det et sammensatt sett av barrierer som står i veien for realisering av potensialer for energieffektivisering. Det store potensialet i ny og eksisterende bygningsmasse utløses med et samlet sett med virkemidler rettet mot ulike barrierer og som danner grunnlag for varige markedsendringer. Industrien trenger tydelige og langsiktige virkemidler for å øke utnyttelse av restvarme og avfallsgasser, og støtte til demonstrasjons- og storskala pilotanlegg for energieffektive prosesser.

Konvertering fra fossil til fornybar energi i oppvarmingen og elektrifisering i transport- og petroleumssektoren vil både bidra til energieffektivisering og reduserte utslipp av klimagasser, men øker behovet for elektrisitet. For å ta i bruk fornybar energi i transportsektoren, kreves det utvikling av infrastruktur. Bruken av elbiler forventes å øke. På lengre sikt kan også hydrogen bli et viktig alternativ.

Det må fortsatt legges til rette for konvertering fra fossil til fornybar varme. Varmemarkedet er viktig for å få ned utslippene av CO₂, blant annet ved brenning av biomasse og avfall, og ved varmegjenvinning. Det nordiske varmemarkedet, inkludert nær- og fjernvarme og industriell bruk av varme, er om lag 400 TWh. I varmesentraler kan det ofte legges til rette for veksling mellom biobrensel og elektrisitet og dermed tilførsel av verdifull fleksibilitet i kraftmarkedet. Også vedfyr-

ing bidrar til fleksibilitet og et sikrere energisystem. AMS og nye styringssystemer for elforbruk gjør det mulig også for mindre forbrukere å bidra med fleksibilitet i kraftsystemet. Et godt samspill mellom kraft- og varmemarkedet gjør det lettere å utnytte fornybar kraft og redusere bruken av fossil energi i Norden. Regelverket som krever at alle bygg, også lavenergibygger, må ha flere oppvarmingsmuligheter enn direkte el (for eksempel vedovn i boliger), bør videreføres.

Planleggingen av energisystemet må ta høyde for vekst i kraftforbruket, blant annet som følge av konvertering fra fossil til fornybar energi.

Politikk rettet mot energibruk må avveies mot andre hensyn, herunder den samlede effekten på energisystemet når det gjelder forsyningssikkerhet, fleksibilitet og effektivitet, samt avveininger mellom nett, produksjon og forbruk. Det bør legges til rette for fleksible oppvarmingsystemer og et kostnadseffektivt samspill mellom elektrisitet og fornybar varme, blant annet gjennom byggforskningene. Fleksibilitet i forbruket er blant annet viktig for leveringssikkerheten i nettet. Fleksibilitet krever tilgang til alternativer. Omlegging som gir avhengighet av en energikilde reduserer fleksibiliteten. Energieffektivisering, varmegjenvinning og omlegging til ny fornybar varme reduserer behovet for naturinngrep knyttet til utbygging av ny kraftproduksjon og kan redusere behovet for utbygging av nettet.

Utvalgets konkrete anbefalinger for politikk og virkemidler rettet mot energibruk er:

- Arbeidet med energieffektivisering må styrkes gjennom mål basert på samfunnsøkonomiske vurderinger av virkemidler i samsvar med fornybar- og klimapolitikken.
- Insentivene for energieffektivisering i eksisterende bygg må styrkes. Ordninger for å fremme energieffektivisering i bygg kan utformes på mange måter. For eksempel er hvite sertifikater, direkte støtteordninger, skattefradrag og tiltak som øker kunnskap og kompetanse i byggenæringen ordninger som bør utredes.
- I det videre arbeidet med energieffektivisering er det avgjørende at påslaget på nettariffen beholdes og kanaliseres til Enova, som må ha hovedansvar for framtidig koordinering av energieffektiviseringsarbeidet.
- Mangel på informasjon er identifisert som en viktig barriere for energieffektivisering i boliger. Det bør opprettes en tilskuddsordning for energirådgivning/energiplan for boliger.
- Det bør utarbeides en plan for å heve kompetansen om bygging og rehabilitering etter

energieffektive standarder i byggebransjen og i offentlig eiendomsforvaltning.

- Utnyttelse av AMS, som instrument for påvirkning av forbruksatferd, effektutjevning og bruk av differensierte tariffer, bør utredes.
- For å fremme bruk av elbiler bør det bevilges midler til å bygge hurtigladestasjoner.
- Styrking av kunnskap og utvikling av nye løsninger for effektiv energibruk må prioriteres.
- Mangelfull statistikk for varmesektoren i Norge kan synes å være et hinder for god politikkutforming. Det må legges vekt på å få fram mer kunnskap om varmesektoren.

Særmerknad fra Marit Arnstad, Lars Haltbrekken og Arne Vinje om mål for energieffektivisering er gjengitt i avsnitt 8.3.

10.6.2 Vi må utnytte særnorske muligheter for verdiskaping

Klimautfordringen driver fram en radikal omlegging av energisystemet. Skal målet om å begrense global oppvarming til 2 °C nås, må energisektoren avkarboniseres. Omleggingen er allerede i gang. Dette øker verdien av norsk fornybar energi.

I Norden forventes økt satsing på energieffektivisering og støtte til ny fornybar kraftproduksjon, blant annet gjennom elsertifikatmarkedet, å gi et kraftoverskudd i Norge som fører til lavere kraftpriser og eksport mot 2030. Fram mot 2050 vil nasjonal og internasjonal klimapolitikk trolig presse opp internasjonale energipriser og gjøre det mer lønnsomt å spare energi og å bygge ut mer av de norske fornybare energiressursene, spesielt innen vannkraft og vindkraft. Det vil trolig være billigere å bygge ut fornybare energiressurser i Norge enn på Kontinentet. Det gir grunnlag for lavere kraftpriser i Norge enn i resten av Europa. Økt kraftproduksjon kan gå til innenlands forbruk eller eksport. Prisen kraftprodusentene får er den samme uavhengig av om kraftproduksjonen går til eksport eller innenlands forbruk. Prinsippet om verdifordeling mellom kraftverkseier, lokalsamfunn og stat må videreføres slik at lokalsamfunnene får sin rettmessige andel av verdiøkningen.

Rikelig tilgang på fornybar kraft er et konkurransefortrinn for Norge. Både husholdningene og næringslivet i Norge vil nyte godt av lavere kraftpriser enn i andre land. Dette legger grunnlag for innenlands verdiskaping. Lavere priser vil spesielt være et godt grunnlag for videre utvikling og vekst i kraftintensive næringer. Økt krafttilgang gir anledning til å fase ut fossil energi og legge til

rette for næringsvirksomhet. Lave priser svekker imidlertid verdien av energiproduksjonen og insentivene for energieffektivisering.

Nettoeksporten av kraft vil være begrenset av overføringslinjer til utlandet og lønnsomhetskrav til ny kraftproduksjon. En balansert utbygging av utenlandskabler og produksjonskapasitet er viktig for verdiskaping i hele landet.

Lønnsom, desentralisert kraftproduksjon basert på lokale vann- og vindressurser gir stor lokal verdiskaping og bidrar til å sikre næringsaktivitet og bosetting lokalt. I tillegg til tradisjonell vannkraftproduksjon og store vindkraftanlegg, gir småskala kraftproduksjon et betydelig bidrag til lokal verdiskaping. Vindkraftanlegg til havs og annen havenergi representerer en framtidig mulighet for verdiskaping dersom det med tiden utvikles konkurransedyktige teknologier. Utvalget har avdekket at det er mangelfull tilgang på statistikk om verdiskapingen i deler av energisektoren (spesielt for bioenergi) og anbefaler at dette forbedres.

Utvalgets konkrete anbefalinger for politikk og virkemidler rettet mot verdiskaping er:

- Det må legges til rette for økt verdiskaping i hele landet gjennom produksjon av kraftintensive produkter, energi og fleksibilitetstjenester basert på lønnsom utnyttelse av fornybare energiressurser.
- Muligheten for å utvide den norske magasinkapasiteten ved oppgraderinger eller bygging av nye magasin bør kartlegges. I en framtid med mer uregulerbar kraftproduksjon øker verdien av magasinkapasitet. Kartleggingen må også inkludere naturvirkninger.
- Norske myndigheter må fullt ut utnytte de muligheter EUs regelverk gir for kompensasjon for indirekte CO₂-kostnader for å hindre karbonlekkasje i en overgangsfase mot globale klimakostnader.
- Det bør utformes et godt rammeverk for framtidig produksjon av elektrisitet fra installasjoner til havs i tråd med den nye havenergilova.
- Det er viktig å ivareta norske interesser når regelverk og forskrifter i EU etableres, spesielt der norske interesser ikke ivaretas av de rådende interesser i EU. En vesentlig del av rammevilkårene for kraftbasert næringsvirksomhet i Norge bestemmes i EU, men Norge har et annet energisystem enn resten av Europa.

Særmerknader fra Torstein Arne Bye om verdiskaping og karbonkompensasjon for industrien er gjengitt i avsnitt 6.7.

Særmerknad fra Olav Akselsen, Petter Haas Brubakk, Torstein Arne Bye, Raymond Robertsen og Ellen Stensrud, om bruk av gass er gjengitt i avsnitt 6.7.

10.6.3 Vi må bygge et sterkere overføringsnett

Et sterkt innenlandsk overføringsnett er viktig for forsyningssikkerheten, for verdiskapingen og for å nå klimamål. Økende fare for ekstremvær og ras forsterker behovet for et robust innenlands nett, særlig på regional- og lokalnettsnivå. Et sterkere sentralnett bidrar til effektiv konkurranse, mindre prisvariasjon og mindre prisforskjeller mellom regioner. Fjerning av flaskehalsen i nettet er det viktigste tiltaket for å redusere prisforskjeller mellom ulike landsdeler.

Overføringskapasiteten i nettet kan begrense mulighetene for næringsutviklingen i enkelte regioner. Det er utfordrende at utbygging av nytt overføringsnett kan ta 10 år eller mer fra et behov er identifisert til ledningen er på plass.

Et gjennomgående sterkt nett gir større evne til å takle endret forbruk og produksjon. Nettselskapene bør styrke planleggingen for å håndtere raske endringer i overføringsbehovet. Elektrisitetsforsyning til nye petroleumsinstallasjoner kan bety at det raskt kommer store uttak i svake punkter i nettet. Det er viktig at nettplanleggingen er særlig oppmerksom på mulige utfordringer ved elektrifisering i petroleumssektoren for å forebygge regionale ubalanser og svekket forsyningssikkerhet.

Utvalget forutsetter at det fram mot 2030 vil skje en betydelig opprusting av det nasjonale overføringsnettet. Ved oppbyggingen av et sterkere nasjonalt nett er det viktig at mulighetene til å sanere linjer på lavere spenningsnivå brukes aktivt, spesielt der man kan frigjøre naturområder som uten ledninger vil være inngrepsfrie.

Samtidig som hovednettet styrkes, er det viktig å stimulere til at ny produksjon og nytt større forbruk lokaliseres på en måte som er gunstig for energisystemet samlet sett, og som reduserer behovet for nett. Flere virkemidler bidrar til dette i dag: Prisforskjeller mellom regioner reflekterer overføringsbegrensninger. Nettoriffer påvirkes av overføringstap. Nye store forbrukenheter kan få utsatt eller begrenset netttadgang dersom det regionale kraftsystemet ikke har tilstrekkelig kapasitet. Disse virkemidlene begrenser overføringsbehovet på kort sikt og stimulerer til en gunstig lokalisering på lang sikt. Det er også viktig at NVE fortsatt prioriterer og legger til rette for helhetlig

behandling av områder som har eller kan få energimessige utfordringer.

Lokale og regionale nett bør dimensjoneres for å takle økende krav til forsyningssikkerhet, for å gi plass til næringsutvikling, herunder utnyttelse av lokale energiresurser, og for å begrense overføringstapene. AMS og smarte styringssystemer hos forbrukerne kan bidra til å avlaste nettet i områder der overføringskapasiteten er for liten.

Utbygging av flere utenlandsforbindelser er viktig for å få en god utnyttelse av fornybar kraftproduksjon og for å sikre forsyningen i tørre år. Utenlandsforbindelser bidrar også til mindre prisvariasjon mellom tørre og våte år, og større forutsigbarhet for forbrukere og produsenter. Det nordiske samarbeidet, og spesielt samarbeidet med Sverige, er viktig for Norge. Det er en fordel for Norge at andre nordiske land knyttes sterkere til land utenfor Norden, og det er en fordel at Norge får nye direkte forbindelser til land utenfor Norden. Dette bidrar til en mer diversifisert handel og en mer robust kraftforsyning.

Utvalgets konkrete anbefalinger for politikk og virkemidler rettet mot nettvikling er:

- Energieffektivisering og tiltak for å stimulere forbruksfleksibilitet bør brukes målrettet i regioner hvor dette kan redusere forsyningsproblemer og/eller redusere behovet for nettinvesteringer.
- Lokale og regionale nett bør dimensjoneres for å imøtekomme økende krav til forsyningskvalitet og forsyningssikkerhet, og for å legge til rette for næringsutvikling, utnyttelse av lokale energiresurser og lave overføringstap.
- Det bør satses bredt på ny teknologi for fleksibel styring av forbruk og effektiv utnyttelse av nettet (smarte nett). FoU og utdanning må brukes for å sikre tilstrekkelig lokal kompetanse til å gjennomføre tiltak hos forbrukerne og i nettselskapene.
- Den økonomiske reguleringen av nettselskapene må stimulere til FoU og til å ta i bruk nye løsninger.
- Det må innføres kompensasjonsordninger for store ledningsprosjekter.
- Det er ønskelig med en diversifisert utvikling av handelskapasiteten til utlandet for å balansere variasjoner i krafttilgangen i Norge og levere fornybar fleksibilitet til Europa. Nye utenlandsforbindelser må fortløpende vurderes i forhold til samfunnsøkonomisk lønnsomhet, herunder hvordan de bidrar til forsyningssikkerhet og verdiskaping, og hvordan de påvirker naturinngrep og behov for forsterking av nettet innenlands.

Særmerknad fra Kathrine Fog og Petter Haas Brubakk om kompensasjonsordning for nett er gjengitt i avsnitt 7.3.

10.6.4 Vi må ha gode og effektive konsesjonsprosesser

Vi må ha gode og effektive konsesjonsprosesser for å sikre energiforsyningen og samtidig ta vare på naturen og andre hensyn. Norge har store muligheter innen fornybar energi og store verneverdige naturverdier. Samtidig er Norge et moderne og høyteknologisk land med store krav til forsyningssikkerhet for energi. Utnyttelsen av våre energiressurser må være bærekraftig. God planlegging, kunnskap om naturverdiene og vel fungerende konsesjonsprosesser er derfor av stor verdi. Nye inngrep bør i størst mulig grad gjøres utenfor de viktigste og mest sårbare naturområdene.

Overgang fra fossil til fornybar energi er et viktig klimatiltak. Klimaendringer utgjør blant annet en økende trussel mot artsmangfoldet globalt. Samtidig medfører omfattende utbygging av fornybar energi inngrep i naturen og kan true artsmangfoldet i Norge. Utbygging av energiprojekter kommer også ofte i konflikt med andre bruksområder for naturen.

Konsesjonssystemet må sammen med verneplaner og samlede utbyggingsplaner sikre helhetlige og gode løsninger for energiforsyningen. Et velfungerende og effektivt konsesjonssystem med tilstrekkelig kapasitet sikrer gode avveininger mellom naturvern, forsyningssikkerhet og verdiskaping. Det krever en tydelig politikk og god kunnskap om ulike interesser og hensyn som skal balanseres mot hverandre. Et meget komplisert lovverk og lang saksbehandlingstid i hver enkelt sak er en alvorlig utfordring for aktørene og for samfunnet. I dag er samlet tid fra søknad til vedtak for lang.

Konsesjonsmyndighetene må gjennom sin praksis sikre at alle konsesjonsvedtak samlet sett bidrar til at utbyggingen begrenser belastningen på naturen, og gjennom miljøtilsynet sikre at konsesjonsvilkårene opprettholdes. Det er viktig å skape lokal aksept for utbyggingene som gis konsesjon.

Utvalgets konkrete anbefalinger for utvikling av gode og effektive konsesjonsprosesser er:

- Forskning og økt kunnskap om samspillet mellom energiprojekter og natur og miljø er viktig
 - Forskning for å øke kunnskapen om effekter på natur og miljø, og for å utvikle tiltak og løsninger som reduserer negative effek-

ter, bør styrkes. Det gjelder også kunnskap om tiltak og virkemidler som kan redusere konfliktnivået mellom energiprojekter og andre interesser.

- Livssyklusanalyser og kunnskap om klimaeffekter av ny fornybar energi må styrkes, for eksempel med hensyn til bedre forståelse av utslipp av klimagasser og potensielle klimagevinster ved økt utnyttelse av bioenergiressurser i Norge, og virkninger på globale klimautslipp av tiltak i Norge.
- Den samfunnsfaglige forskningen knyttet til nye energianlegg må gi kunnskap blant annet for å håndtere konflikter med lokale interesser, og belyse effekter for andre næringsinteresser, kulturminner og tur- og friluftsliv.
- Ansvar for den generelle kunnskapsoppbyggingen om norsk natur må ligge hos miljømyndighetene. Spesielt må miljømyndighetene ta ansvar for å bygge opp kunnskap om sumvirkninger. Miljømyndighetene må også legge til rette for å kvalitets sikre og innlemme ny kartlegging og nye funn i forbindelse med energiprojekter i de statlige databasene.
- Oppfølging i form av videre kartlegging av effekter på natur og miljø etter at anleggene er bygget og kommet i drift, må sikre nyttig læring for fremtiden. Bedre kunnskap om arter og naturtyper, og påvirkning fra energiprojekter, må legge grunnlag for bedre avbøtende tiltak.
- Køene må bli vesentlig kortere
 - NVE og OED må prioritere konsesjonsbehandling slik at køene for konsesjonssaker avvikles innen rimelig tid og behandlingstiden går ned.
 - Tidsfrister eller kvantitative mål for ulike deler av NVEs saksbehandling må innføres.
 - Det må etableres klare frister for avgjørelser i klagesaker/OEDs saksbehandling.
 - DN og Fylkesmennene må sette av tilstrekkelige ressurser for å sikre kvaliteten i saksbehandlingen.
- Lovverket må forenkles
 - Lovverket må gjennomgås av et ekspertutvalg med sikte på å utvikle et enklere lovverk med mindre overlapp, mer effektiv saksbehandling og bedre koordinering mellom energi- og miljømyndighetene. Målet må være at intensjonene i dagens lovverk beholdes, samtidig som saksbehandlingstiden blir kortere og avveiningene i saksbehandlingen synliggjøres bedre.

- Politiske prioriteringer må klargjøres
 - Overordnede politiske prioriteringer må bli tydeligere. Dialogen mellom energi- og miljømyndighetene bør styrkes, og de overordnede mål for utvikling av energisektoren bør være sammenfallende på tvers av forvaltningsorganene.
 - Det må fra politisk side etableres en tydelig og forutsigbar kablingspolitikk. Dette gir utbygger og konsesjonsmyndigheter forutsigbare rammer.
- Saksgang for konsesjonssøknader må effektiviseres
 - Berørte parter bør involveres tidlig, også når det gjelder forankring og kunnskap om kraftsystemutredninger
 - Det bør vurderes en «fast track» for prioriterte infrastrukturprosjekter slik at disse ikke blir liggende på vent mellom prosess-trinnene.
 - Arbeidet med vilkårsrevisjoner må forseres for å sikre at eldre konsesjoner får en miljøstandard i samsvar med dagens krav.
 - Det må etableres en uavhengig klagenemnd utenfor OED for mindre saker.
 - En må unngå dobbel saksbehandling. For større saker må saksgangen for klagebehandling begrenses slik at en klage ikke utløser ny faglig gjennomgang av alle forhold. OEDs behandling av klager må baseres på NVEs opprinnelige vedtak samt OEDs vurdering av selve klagen.

Særmerknad fra Lars Haltbrekken om forenkling av konsesjonsprosessen er gjengitt i avsnitt 7.3.

10.6.5 Vi må satse på FoU, innovasjon og kompetanse

Utvalget er opptatt av at verden trenger en fundamental energiomstilling for å dekke de framtidige energibehovene og få ned klimagassutslippene. Utnyttelse av det norske ressurspotensialet er ikke bare avhengig av den teknologiutviklingen som skjer i Norge, men i verden som helhet. Det er et samspill mellom politikkkutforming på teknologiområdet og det framtidige ressurspotensialet. Den brede og økte satsingen på energiforskning som ble etablert som følge av Klimaforliket må videreføres og styrkes ytterligere.

Til tross for at investeringer i FoU er viktige for å styrke bedrifters konkurranseevne, finnes det flere barrierer som bidrar til at bedrifter investerer mindre i FoU enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt.

Utvalget mener det er viktig at Norge har et velfungerende virkemiddelapparat i hele innovasjonskjeden. Virkemidler må styrkes og koordineres ytterligere slik at vi har en gjennomgående og effektiv innovasjonskjede fra forskning til implementering og kommersialisering som tjener norsk næringsliv og verdiskaping. Teknologiutvikling og innovasjon vil gjøre en større andel av det tekniske potensialet økonomisk lønnsomt gjennom å bevege oss nedover lærekurven. Utfordringen i dag er å få demonstrert nye løsninger i full skala.

Offentlig støtte til energiforskning bør særlig konsentrere seg om:

- Effektive løsninger som bidrar til økt utnyttning av nasjonale energiressurser i et langsiktig perspektiv.
- Særnorsk kompetanse der Norge har spesielle forutsetninger for verdiskaping og konkurranse i et internasjonalt marked.

Utvalget er generelt opptatt av en langsiktig satsing innenfor utdanning, grunnleggende og strategisk forskning og infrastruktur for forskning. I et langsiktig perspektiv må forskning og utdanning forberede oss på energisektorens framtidige behov for høyt kvalifisert arbeidskraft. Bred forskningsaktivitet er nødvendig for å ta i bruk ny kunnskap fra andre land. God faglig kompetanse er en forutsetning for å realisere nye og forvalte eksisterende energiutbygginger. Med utsikter til en betydelig utbygging framover vil kompetanse være en kritisk ressurs. Det har den senere tiden vært en forvitring av kompetanse i bransjen. Langsiktige og forutsigbare ordninger er viktige for norske forskningsmiljøer. I tillegg er det noen tematiske områder der utvalget mener det er særlig viktig å konsentrere innsatsen.

Utvalgets konkrete anbefalinger for politikk og virkemidler for å styrke FoU, innovasjon og kompetanse:

- Det må være en offensiv satsning på forskning og utdanning innen sentrale fagområder.
- Ordningen med Forskningsentre for Miljøvennlig Energi (FME) har gitt større tyngde, mer langsiktighet og bedre forutsigbarhet for viktige norske forskningsmiljøer helt fremme i forskningsfronten. Ordningen må videreføres med samme strenge krav til kvalitet som tidligere.
- Styrking av FoU-innsatsen spesielt innenfor:
 - Utvikling og storskala testing av mer energieffektive industriprosesser og produkter.
 - Klimavennlig transport.
 - Smarte nett og fleksible energisystemer.

- Framtidens elektriske nett, både på land og til havs.
- Energieffektivisering i bygg, industri og by- og regionalplanlegging.
- Nye integrerte prosesser innenfor energi-intensiv industri.
- Havvind – teknologiekspert, utbygging og integrasjon.
- CCS teknologitvilling, CO₂-fangst, -transport og -lagring.

10.7 Balansert utvikling av energisystemet på lang sikt

På lang sikt påvirkes energisystemet av mange ulike utviklingstrekk. I løpet av de kommende 40 årene vil klimapolitikken, markedsmulighetene, energibruken og de teknologiske løsningene utvikle seg på måter det er vanskelig å forutsi. Det vil både gi nye muligheter og nye utfordringer. Det er viktig å avveie ulike hensyn til beste for verdiskaping, miljø og forsyningssikkerhet i en verden i stadig endring. Energipolitikken bør derfor legge til rette for at det gjøres riktige valg og avveininger, og at valgene kan justeres underveis.

Utvalget har vurdert utviklingen i kraftbalansen fram mot 2030 og 2050. På kort sikt, det vil si fra time til time og fra dag til dag, vil et markedsbasert system normalt sørge for balanse mellom tilbud og etterspørsel. Likevel kan vi ha en positiv eller negativ kraftbalanse over tid. En positiv kraftbalanse innebærer at vi har (netto) eksport av kraft i normale år, og en negativ kraftbalanse innebærer at vi har (netto) import i normale år. Ingen av delene betyr nødvendigvis at markedet er i ubalanse. En positiv kraftbalanse skyldes at vår kraftproduksjon er konkurransedyktig i eksportmarkedene.

I 2020 får vi trolig et kraftoverskudd som følge av fornybardirektivet, elsertifikater og energieffektivisering. Da er markedet i ubalanse i den forstand at kraftprisen ikke dekker kostnadene ved ny produksjon. Kraftutbyggingen gir lavere priser og innebærer at eksisterende produksjon blir mindre verdt og at skatteinntekter og utbytte fra kraftproduksjon reduseres, men utbyggingen er nødvendig for at Norge skal oppfylle sine forpliktelser i henhold til EUs fornybardirektiv og EØS-avtalen. Skal utbygging av ny fornybar kraftproduksjon bidra til verdiskaping på lang sikt, må det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke utbyggingen. Det betyr at kraftprisene, inkludert CO₂-kostnad, må reflektere utbyggingskostnadene. Det vil ikke være lønnsomt å øke utbyg-

gingen av fornybar kraft uten samtidig mulighet til økt avsetning gjennom forbruk eller eksport.

Hva som er en fornuftig og balansert utvikling av energibruk, -produksjon og utbygging av infrastruktur på lang sikt, avhenger av en lang rekke forhold. I et velregulert markedsbasert system kanaliseres energien til de anvendelsene der den har størst verdi for samfunnet. Økt tilbud av kraft som en kan vente de nærmeste årene, vil dels bli eksportert til utlandet og dels gi økt innenlands forbruk i Norge, for eksempel i form av elektrifisering som kan bidra til kutt i utslipp av klimagasser. Hvordan fordelingen blir mellom økt bruk innenlands og eksport, kommer an på markedsmulighetene. Det gjelder både på mellomlang og lang sikt.

Netto eksport bestemmes av markedsforskjellene. Det er grunn til å tro at utenlandsforbindelsene i stor utstrekning vil bli brukt til kraftutveksling med både eksport og import, avhengig av løpende prisforskjeller. Utenlandsforbindelser må bygges ut stegvis basert på samfunnsøkonomiske vurderinger av utviklingen i markedene. Utenlandsforbindelser bidrar til forsyningssikkerhet og effektivitet, og utjevning av prisene mellom tørre og våte år.

Energipolitikken bør først og fremst legge til rette for en balansert avveining mellom ulike hensyn. Markedssvikt og barrierer som hindrer gjennomføring av lønnsomme energieffektiviserings tiltak bør korrigeres gjennom målrettet virkemiddelbruk.

Samtidig som markedsmekanismen påvirker produksjon og forbruk, må rammebetingelsene utformes slik at det tas tilbørlig hensyn til samfunnets verdsetting av naturgoder og forsyningssikkerhet. For forsyningssikkerheten er det viktig at prisdannelsen foregår innenfor vel gjennomtenkte rammer. For verdsetting av naturgoder og avveining mellom naturinngrep og andre hensyn, er det viktig å ha et myndighetsapparat med tilstrekkelig kapasitet og kompetanse.

Virkemidlene i energipolitikken bør være mest mulig treffsikre og målrettede, og det er viktig at ulike virkemidler ses i sammenheng. Vi har i dag et sett av ulike virkemidler som har direkte og indirekte effekter på energiproduksjon og -bruk. Det er behov for en klar forbindelse mellom målformulering og virkemiddelbruk. Studier av samspillseffekter mellom ulike virkemidler (kvotemarked og grønne sertifikater, grønne og hvite sertifikater, hvite sertifikater og kvotemarked) viser utilsiktede og til dels svært uheldige samspillseffekter.

Framtidens energi- og kraftsystem får andre egenskaper enn det systemet vi har i dag: Vi får økt innslag av vindkraft og ikke-regulerbar vannkraft, og vi får økte muligheter til å utnytte fleksibilitet i forbruket, blant annet gjennom installasjon av AMS-utstyr hos forbrukerne. Utnyttelse av forbruksfleksibilitet forutsetter at prisene kan variere over tid (både over døgnet og mellom sesonger).

Økt mulighet for prisvariasjon kan gi jevnere priser både regionalt og over tid. Riktige priser og rammevilkår har avgjørende betydning for magasinisering, kraftflyt mellom regioner og rasjonell energibruk på kort sikt, og for investeringer i energieffektiviseringstiltak, kraftintensive næringer, kraftproduksjon og nett. Vedvarende og/eller stadig tilbakevendende prisforskjeller mellom regioner påvirker aktørenes tilpasning på kort og lang sikt, og synliggjør behovet for å utvide nettkapasiteten.

Det norske kraftsystemet vil også i framtiden være dominert av vannkraft og bli utsatt for store svingninger i tilsigene, samtidig som vi blir mer sårbare ved bortfall av elforsyning. Det er derfor viktig å utnytte muligheter for samspill med alternative energibærere, som biobasert varmeproduksjon. I perioder med store tilsig, er det også viktig å ha mulighet for å øke elforbruket. Rammebetingelser, støtteordninger og avgiftspolitikken må utformes på en slik måte at samspillet mellom ulike energibærere kan utnyttes på en samfunnsmessig god måte.

10.8 Økonomiske og administrative konsekvenser

Dette avsnittet drøfter de økonomiske og administrative konsekvensene av utvalgets anbefalinger som er presentert tidligere i kapittel 10. En del av disse vil kreve bevilgninger over statsbudsjettet, mens andre kan finansieres av brukerne. Noen av anbefalingene innebærer videre utredninger, også av økonomiske og administrative konsekvenser.

En sentral premiss for utformingen av foreslåtte tiltak og virkemidler er at de skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Mange av forslagene vil også gi verdiskaping, og utvalget viser til kapittel 6 og vedlegg 1 for nærmere drøfting av verdiskaping i energisektoren.

Utvalget foreslår flere tiltak innen energieffektivisering. Noen av tiltakene vil kreve bevilgninger over statsbudsjettet og/eller brukerfinansiering. En del av forslagene vil også kreve regelverksendringer. Nye pålegg om mer energieffektive løsnin-

ger for eksempel i bygg vil øke kostnadene for eierne.

EU arbeider for tiden med nye statsstøtte-regler som kan gi mulighet for å kompensere deler av kraftintensiv industri for indirekte CO₂-kostnader i kraftprisen. Utvalgets flertall foreslår at norske myndigheter benytter denne muligheten. Hvor stor en slik eventuell støtte kan bli, avhenger av prisen på CO₂-kvoter, hvor mye kvoteprisen påvirker norsk kraftpris samt ordningens støtteintensitet og -omfang.

Utvalget foreslår å styrke kraftnettet både innenlands og til utlandet. Dette vil både bidra til økt verdiskaping, styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for produksjon av ny fornybar kraft. Nettutbygging finansieres av brukerne gjennom nettleien, mens inntekter fra utenlandshandelen kommer brukerne til gode gjennom redusert nettleie.

Utvalgets flertall anbefaler å innføre en kompensasjonsordning for store ledningsprosjekter. Kostnadene for en slik ordning kan ikke anslås før den er nærmere utredet. Ordningen kan enten finansieres over statsbudsjettet eller som en del av utbyggingsprosjektet. Sistnevnte vil måtte dekkes over nettleien.

Flertallet av utvalget foreslår flere endringer i konsesjonssystemet for å styrke og effektivisere konsesjonsbehandlingen. Alle tiltakene har som siktemål å få ned saksbehandlingstiden og redusere konsesjonskøene. Flere av disse forslagene krever mer ressurser til saksbehandling på kort sikt. Det kan føre til at berørte departementer og etater må nedprioritere andre oppgaver eller få tilført flere ressurser. Flertallet av utvalget foreslår også at det nedsettes et ekspertutvalg for å gå gjennom lovverket knyttet til konsesjonsbehandlingen. Hvis dette fører til en forenkling av regelverket, kan det redusere behovet for ressurser til saksbehandling på lengre sikt.

På flere områder foreslår utvalget å styrke forskning og utvikling (FoU) og andre kompetansehevede tiltak. Utvalget er spesielt opptatt av å utnytte særnorsk kompetanse innen sentrale fagområder der Norge har spesielle forutsetninger for verdiskaping. Utvalgets anbefalinger på FoU-området kan bety økte offentlige bevilgninger og endringer i prioriteringene i den nasjonale FoU-satsningen. Utvalget foreslår også at nettselskapene gjennom den økonomiske reguleringen skal få insentiv til å øke sin FoU-aktivitet. Det vil trolig være mest aktuelt å finansiere økt FoU-aktivitet i nettselskapene over nettleien, men andre finansieringsmodeller kan ikke utelukkes.

Del III
Fagkapitler

Kapittel 11

Ressursgrunnlag og teknologiutvikling

I gjennomgangen av Norges fornybare energiresurser skiller vi mellom det teoretiske, tekniske og økonomiske ressurspotensialet. Det teoretiske potensialet representerer det volumet det er mulig å produsere dersom hele ressursen tas i bruk. Det tekniske potensialet representerer det volumet som kan produseres når en tar hensyn til samfunnsforhold, som for eksempel tilgjengelig areal i fastsettelsen av potensialet. Det økonomiske potensialet tar hensyn til kostnadene ved å utnytte ressursen sammenstilt med betalingsvilligheten i markedet. Det er viktig å understreke at både det tekniske og det økonomiske potensialet endrer seg med endrede forutsetninger. Eksempelvis vil teknisk potensial endres ved teknologiske gjennombrudd, mens økte energipriser og/eller lavere kostnader kan gjøre flere teknologier eller prosjekter lønnsomme og dermed øke det økonomiske potensialet. Størrelsen av det økonomiske ressurspotensial er usikkert fordi anslag for framtidige kostnader og betalingsvillighet er usikre, særlig for umodne teknologier.

For de umodne teknologiene er den framtidige kostnadsutviklingen avhengig av teknologiske framskritt. Derfor er teknologiutvikling en integrert del av omtalen av ressursgrunnlaget.

Kapitlet er basert på bidrag fra NVE, Forskningsrådet, Energi 21, Rambøll og Multiconsult. Med mindre det er presisert i teksten, er Rambøll og Energi21 kilder for tekniske beskrivelser av solenergi, bioenergi, geotermisk energi og havenergi. Avslutningsvis følger en oversikt over Energi21 sine satsingsområder for økt verdiskaping innenfor energiområdet framover. Energi21 har laget en gjennomgang av barrierer for ulike teknologier som er presentert i vedlegg 2.

11.1 Generelle egenskaper ved teknologiutvikling

Som påpekt foran er det tekniske og økonomiske potensialet for produksjon av fornybar energi i Norge avhengig av den framtidige teknologiutvik-

lingen. Energiteknologien utvikler seg gjennom et samspill mellom kommersielle aktører og forskningsinstitusjoner. FoU-aktivitetene finansieres både gjennom offentlige støtteordninger og private aktørers egne investeringer i FoU. Kunnskap om de generelle egenskapene ved teknologiutvikling er viktig både for å ha et best mulig grunnlag for å vurdere det framtidige ressurspotensialet i den norske energisektoren og for å drøfte behovet for og utformingen av offentlige støtteordninger for framtidig FoU-aktivitet på energiområdet.

Utvikling av energiteknologi er, som på de fleste andre teknologiområder, global i den forstand at ny teknologi over tid spres både mellom bedrifter, institusjoner og land. Det betyr at det norske ressurspotensialet er avhengig av den teknologiutviklingen som skjer i verden som helhet. Siden det optimale omfanget av FoU-virksomhet er avhengig av ulike former for offentlig støtte, er det et samspill mellom politikkkutforming på teknologiområdet og det framtidige ressurspotensialet.

11.2 Generelle barrierer mot investering i FoU

Til tross for at investeringer i FoU er viktige for å styrke bedriftens konkurranseevne, finnes flere barrierer, eller former for markedssvikt, som bidrar til at bedrifter som regel investerer mindre i FoU enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt.

Kunnskapslekkasjer

Den viktigste markedssvikten for teknologiutvikling er knyttet til kunnskapslekkasjer, det vil si at bedrifter og land som investerer i ny teknologi og kunnskap ikke selv får det fulle utbyttet av investeringen. Ny kunnskap kommer konkurrerende bedrifter til gode uten at de må betale for det. Kunnskapslekkasjen skjer via en rekke kanaler, for eksempel gjennom mobilitet blant arbeids-

takere, omtale i media eller på andre måter. Dermed vil andre få tilgang til mer og mer av den kunnskapen som en enkelt bedrift har tilegnet seg gjennom investeringer i FoU. Juridiske ordninger som patenter og opphavsrettigheter bidrar til å sikre at verdien av en ny prosess eller et nytt produkt beholdes av den som står for utviklingskostnadene i en viss periode. Patenter og opphavsrettigheter klarer imidlertid ikke å tette kunnskapslekkasjene fullt ut. Kunnskapslekkasjer er positive for samfunnet, men fører til at bedriftenes investeringer i kunnskapsutvikling blir mindre enn ønskelig.

Hvis nasjonale myndigheter ikke tar hensyn til utilsiktet kunnskapsoverføring mellom land ved utforming av politikken for teknologiutvikling, kan vi snakke om en global markedssvikt som gjør at doseringen av politikken for teknologiutvikling kan bli for svak, se Golombek og Hoel (2009).

For en bedrift kan FoU-investeringer betraktes som en grunnlagsinvestering for å hevde seg i den generelle konkurransen i markedet. Selv om resultatene av FoU i en bedrift kan utnyttes av andre bedrifter, er ikke denne sekundære utnyttelsen gratis. For raskt å kunne utnytte oppfinnelser gjort av andre, trenger bedriften ofte egen forskningskompetanse. Det betyr at det kan være i bedriftenes egen interesse å øke innsatsen på FoU utover det som er bedriftsøkonomisk lønnsomt på kort sikt. På samme måte kan et lands egen forskning på et område gjøre det lettere å tilegne seg kunnskap generert i andre land, se for eksempel Hoel og Greaker (2009). Likevel vil den totale forskningsinnsatsen sannsynligvis bli for lav om enkeltbedrifter og enkeltland kun investerte etter egen kost-nytte vurdering.

Finansieringsproblemer

Bedrifter vil ofte finne det vanskeligere å finansiere FoU-investeringer enn investeringer i kapitalutstyr eller bygninger. Stor usikkerhet om utfallet av investeringen og om markedspotensial, kombinert med asymmetrisk informasjon, dvs. at den som skal foreta FoU-investeringen har langt bedre kjennskap til prosjektet og mulighetene for å lykkes enn en ekstern investor, gjør det vanskelig for utenforstående å kredittvurdere FoU-prosjekter. Sannsynligheten for at en ekstern investor vil finansiere et FoU-prosjekt reduseres ytterligere av at resultatet av investeringen ikke kan stilles som sikkerhet for lånet. Informasjonsasymmetri kombinert med svake lånemuligheter er former

for markedssvikt som gjør at FoU-prosjekter får for liten privat finansiering.

Manglende koordinering

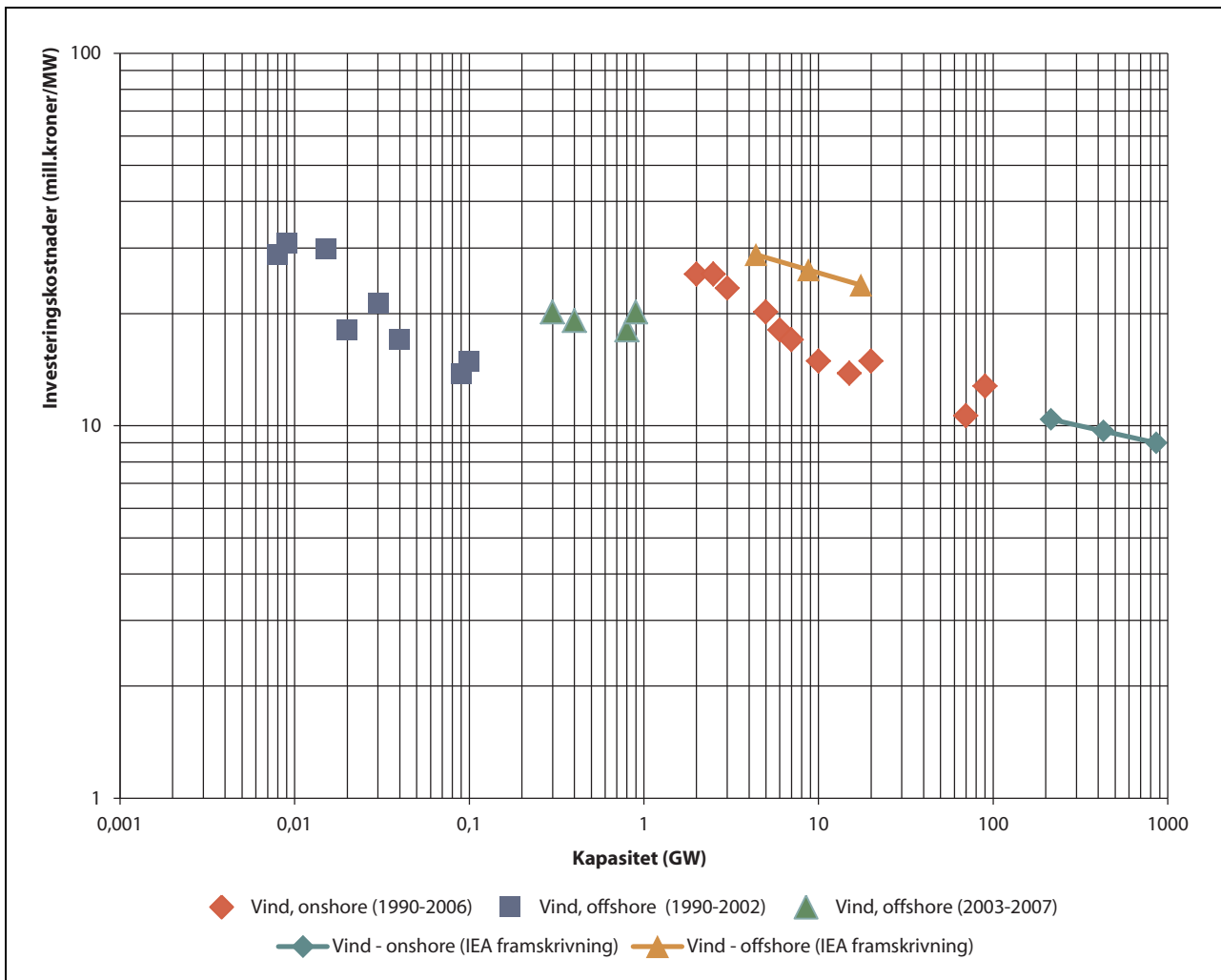
Gjennom samarbeid og koordinering med andre bedrifter kan lønnsomheten ved FoU-aktiviteter øke for en bedrift. Samarbeid mellom bedrifter kan bidra til at bedriftene tar hensyn til de positive virkningene som FoU har. Gjennom samarbeid kan man utnytte kunnskapsoverføringer og dele kostnadene knyttet til FoU. Samarbeid kan også gjøre det lettere for bedriftene å etablere seg i nye markeder og teknologiområder. Når bedrifter ikke samarbeider til tross for at det ville ha vært lønnsomt, kan det skyldes koordinerings- eller organisasjonssvikt. I noen tilfeller kan gevinsten som tilfaller næringen/samfunnet være betydelig, samtidig som gevinsten for hver enkelt bedrift ikke er tilstrekkelig for å utløse et samarbeid.

Den enkelte bedrift kan ha insentiver til å utnytte gjennombrudd på egen hånd eller opptre som gratispassasjerer, dvs. utnytte andres forskningsresultater uten selv å bidra med ressurser, selv om det samlede resultatet av koordinert innsats er større.

11.2.1 Lærekurver

For mange teknologier ser man at kostnadene faller etterhvert som teknologiene modnes og tas i bruk. Læreeffekter som vinnes gjennom erfaring er en viktig årsak til at kostnadene faller. Læreeffektene beskrives gjennom såkalte lærekurver, som viser den empiriske sammenhengen mellom enhetskostnader og akkumulert produksjon. Mekanismene for «learning-by doing» er mange; både individer og organisasjoner kan lære. Lærekurver sier noe om den langsiktige utviklingen i kostnadene, men gir ingen sikker forklaring på hvor raskt enhetskostnadene vil falle på hvilken måte. Selv om det er en klar sammenheng mellom akkumulert produksjon og enhetskostnader, er det antagelig flere faktorer som påvirker utviklingen. Både Det internasjonale energibyrådet (IEA) og SRREN¹ sier at lærekurver kun bør vurderes som trendlinjer i et langt perspektiv, da endringer i rater skyldes mange forhold som vanskelig lar seg måle og modellere. Lærekurver for ulike teknologier kan sjelden sammenlignes og må brukes med forsiktighet.

¹ SRREN er forkortelse for Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, og er en del av arbeidet til FN's klimapanel IPCC.



Figur 11.1 Lærekurver for investeringskostnader i vindkraft

Kilde: IEA

Læringsrate er definert som prosentvis kostnadsreduksjon ved en dobling av akkumulert kapasitet eller produksjon. Figur 11.1 viser eksempler på historiske lærekurver for onshore og offshore vind (logaritmisk diagram).

11.2.2 Internasjonale og nasjonale initiativ

Barrierene som er beskrevet ovenfor gjør at en stor del av FoU-satsingen innen teknologiutvikling generelt og fornybar energiteknologi spesielt, støttes på ulike måter gjennom det offentlige virkemiddelapparatet både i Norge og i utlandet. I Norge gis det støtte gjennom egne forskningsprogrammer (for eksempel Renergi, som er en bred satsing fra Norges forskningsråd på både teknologisk og samfunnsmessig energiforskning), gjennom den allmenne støtten til forskningsinstitusjoner og gjennom den støtten som forvaltes av Enova. Systemet for elsertifikater innebærer at

det gis støtte til teknologier som er i ferd med å bli lønnsomme. Den empirien som lærekurvene representerer, sannsynliggjør at produksjonsstøtte, som via elsertifikatsystemet, vil gi et raskere fall i enhetskostnadene for de aktuelle teknologiene.

EU har satset sterkt på å støtte utvikling av miljøteknologi, og ny fornybar energi er et sentralt teknologiområde. EUs satsing er svært diversifisert, både med hensyn til type og modenhet av de teknologiene som støttes. ETAP² inkluderer fornybar energi som vindturbiner, solpanel og bølgekraft, systemer for vann og avfallshåndtering, resirkulering, bærekraftige transportløsninger basert på brenselceller, hybridmotorer eller biodrivstoff, bærekraftige konstruksjoner – fra passive hus til miljøvennlige materialer, og utnyttelse av informasjon og kommunikasjonsteknologi

² Environmental Technology Action Plan

for å forbedre effektiviteten i energibruk eller redusere forurensning fra industrielle prosesser. Medlemsstatene har utviklet egne nasjonale handlingsplaner og er forpliktet til å rapportere om framdrift. Eksempler på god FoU-praksis blir diskutert på EU-nivå.

I følge Econ Pöyry (2010) kan støtte til miljøteknologi, der fornybar energiteknologi har en framtrødende plass, begrunnes både miljøpolitisk og næringspolitisk. EU-landenes FoU-programmer tyder på at utviklingen av miljøteknologi skjer på områder hvor landene allerede har komparative fortrinn, gjennom eksisterende kompetansemiljøer og/eller ressursmessige forhold. Enkelte land har utviklet metodikk for å systematisere prioriteringen mellom ulike teknologimiljøer. Mange land har et særlig fokus på FoU i små og mellomstore bedrifter, og har utviklet støtteordninger for teknologier som befinner seg i demonstrasjonsfasen.

11.2.3 IEAs syn på teknologiutvikling

I rapporten *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2010) drøfter IEA hvordan verden som helhet kan nå togradersmålet mest mulig effektivt. Dette målet er assosiert med en økning av CO₂-konsentrasjonen i atmosfæren til 450 PPM. Rapporten drøfter hvilke teknologiske endringer som behøves for at målet skal kunne være innen rekkevidde.

I rapporten er det laget et veikart for teknologier som sammen skal bidra til den nødvendige omlegging av energisystemet. IEA legger særlig vekt på potensialet for energieffektivisering. Der nest er det avgjørende å avkarbonisere kraftsektoren. Ved omfattende satsning på fornybar kraftproduksjon, kjernekraft og CCS vil utslippene i denne sektoren relativt enkelt kunne reduseres. Utvikling på andre teknologiområder, som eksempelvis smart grid, nevnes også som essensielle i denne prosessen. Det er ikke mulig i dag å forutse utviklingsforløpet til de aktuelle teknologiene i detalj, og i praksis vil ingen teknologi kunne levere all energien alene. IEA framhever derfor nytten av å utvikle en portefølje av teknologier.

For at togradersmålet skal kunne nås må det offentliges, i følge IEA, øke bevilgningene til forskning og utvikling av nye energiteknologier til 2-5 ganger dagens beløp. Midlene mangler særlig til forskning på klimavennlige kjøretøy, CCS og smart grid-teknologi. I følge IEAs analyser overstiger de totale besparelsene i brenselsutgifter de økte investeringene i et 2050-perspektiv. Økt satsning på FoU og investeringer i nye

energiteknologier er derfor lønnsomt for verden som helhet.

Dersom togradersmålet skal kunne nås på en kostnadseffektiv måte, er det nødvendig med betydelig innsats fra myndighetenes side. Dette behovet forsterkes av at mange energiprojekter har lange levetider, noe som kan gi en innlåning i et fossilbasert energisystem med store potensielle omstillingskostnader. Myndighetene spiller en viktig rolle i utviklingen av et fornybart samfunn, og IEA oppfordrer til å stimulere til utvikling, kostnadsreduksjoner og til fjerning av barrierer for grønne energiteknologier. Reguleringer, skattefordeler, frivillige programmer, subsidier og informasjonskampanjer er virkemidler som, i tillegg til markeder for CO₂, vil være nødvendige. I tillegg peker IEA på betydningen av å styrke den internasjonale koordineringen av virkemidler rettet mot teknologiutvikling og reduksjon av klimagasser.

11.3 Lagringsteknologier

Satsing på fornybare energikilder til kraftproduksjon innebærer at en økende andel av produksjonsmulighetene styres av naturkreftene og ikke av forbrukernes behov for kraft. Vindkraft, solkraft, elvekraft og småkraft produserer når energien er tilgjengelig, og kan i liten grad øke produksjonen når forbruket øker. De variable produksjonskostnadene er nær null. Dette skaper behov for måter å lagre elektrisk energi på.

Det finnes mange ulike metoder for å lagre energi. Energi kan eksempelvis lagres termisk (akkumulatortanker med varmt vann), kjemisk (batterier), mekanisk (trykkluft) og ved gravitasjon (vannmagasin). Vannmagasin er velkjent i Norge. Dersom magasinet er forbundet med et pumpekraftverk, kan magasinet fylles uavhengig av nedbøren og slik sett sammenlignes med et batteri. Lagringsteknologier kan spesifiseres i forhold til følgende egenskaper:

- Energikapasitet (kWh), hvor mye energi som kan lagres.
- Effektkapasitet (kW), hvor mye effekt som kan mates ut.
- Responstid, hvor lang tid det tar før energi og effekt kan leveres.
- Varighet, hvor lenge energien eller effekten kan lagres og leveres tilbake til nettet.

Responstiden er hvor raskt energi og effekt kan leveres tilbake til nettet eller sluttbruker, og kan være fra noen millisekunder til minutter. Varig-

heten kan være fra sekunder og minutter til timer og dager, måneder og år. Varigheten for energileveranse fra et energilager avhenger av størrelsen på lageret og energitettheten (energiinnhold per volumenheter). Energitettheten forteller hvor plasskrevende et lager med en viss energimengde er.

Hydrogen er en energibærer som kan anvendes både innenfor stasjonær sektor og transportsektoren. Hittil har det vært størst fokus på hydrogen som drivstoff i transportsektoren. Hydrogenteknologi kan også bli sentralt for å etablere fleksibilitet som kan kompensere for tilfeldige endringer i kraftproduksjon, for eksempel fra vindkraft og solenergi. I perioder med lave kraftpriser kan en lage hydrogen ved hjelp av elektrolyse. Hydrogenet kan lagres til perioder med lite vind og høye kraftpriser, for deretter å utnyttes i for eksempel transportsektoren. Slike hydrogenløsninger finnes i mindre skala, og er fortsatt relativt kostbart.

Barrierene for økt bruk av hydrogen er knyttet til hele verdikjeden for produksjon, lagring og bruk. En gjennomgående utfordring er å redusere kostnader. For brenselceller er det også teknologiske utfordringer knyttet til levetid for ulike komponenter i cellen.

Man kan se for seg at fleksible lagringsteknologier vil bli benyttet i større grad hos sluttbrukere i Norge etter at timesmålere med kommunikasjonsmuligheter installeres. Dersom dette følges opp med utforming av nye tjenesteprodukter, kan sluttbrukere motiveres til å ta i bruk eksisterende lokal lagringsteknologi i større grad, for eksempel med termisk masse i bygget, varmtvannstank, svømmebasseng og lignende.

11.4 Vannkraftpotensial

Det er teoretisk mulig å produsere om lag 600 TWh vannkraft årlig i Norge. Et slikt produksjonsvolum forutsetter at all avrenning, selv den minste lille bekk, blir utnyttet i kraftstasjoner ned til havets nivå.³ Ved inngangen til 2012 ble forventet produksjon i eksisterende kraftverk anslått til 125,6 TWh, mens 48,6 TWh er vernet eller er knyttet til prosjekter som har fått avslått konsesjonssøknad. Det er ventet at klimaendringer kan øke produksjonen i dagens produksjonsapparat, se avsnitt 11.4.2. Strengere miljøkrav gjennom vilkårsrevisjoner⁴ og innføring av vanddirektivet⁵ kan bidra til å dempe denne effekten. En stor del

av det teoretiske potensialet vurderes i dag som lite egnet til kraftproduksjon på grunn av kostnader og/eller vernehensyn.

11.4.1 Økonomisk potensial

NVE har anslått det økonomiske potensialet for ny vannkraft til 33 TWh ved inngangen til 2011. Anslaget omfatter prosjekter kjent fra konsesjonsbehandling, Samlet plan og fra en digital kartlegging av småkraftverk med en utbyggingskostnad opptil tre kroner per kWh årlig⁶ produksjonskapasitet. Vel 10 TWh av dette er enten konsesjonsmeldt, -søkt eller -gitt, eller under bygging. I tillegg til de 33 TWh som inngår i NVEs økonomiske potensial er det ved digital kartlegging funnet et potensial på 6 TWh fra små kraftverk med utbyggingskostnad mellom 3 og 5 kroner. Tabellen nedenfor viser hvordan dette potensialet fordeles seg på fylker.

Prosjektene som inngår i det økonomiske vannkraftpotensialet er i all hovedsak uregulerte kraftverk. Om lag 5,4 TWh/år har større eller mindre reguleringssevne, men av dette er om lag 1,8 TWh/år plassert i Samlet plan kategori II.⁷

Dagens vannkraftteknologi gir en svært høy virkningsgrad. Gjennomsnittsalderen på norske vannkraftverk med magasin er imidlertid høy. Den gjennomsnittlige virkningsgraden i norske vannkraftverk er derfor lavere enn den ville vært dersom kraftanleggene hadde vært nye.

Opprusting og utvidelse er en samlebetegnelse for tiltak i tilknytning til eksisterende vannkraftanlegg, herunder opprusting av tekniske installasjoner og overføring av vann fra tilliggende felt. Det økonomiske potensialet for opprustings- og utvidelsesprosjekter er på 7,4 TWh, med de prosjektene NVE kjenner til. Kun 0,7 TWh av dette er rene opprustingsprosjekter med nye aggregater. Resten av potensialet inkluderer både effektøkning og økt tilførsel av vann fra omliggende vannmagasiner. Det foreligger ingen oversikt over potensial for nye store damanlegg.

11.4.2 Klimaendringer

Klimaframskrivninger tyder på at vi står overfor endringer i temperatur og nedbør som vil få kon-

³ Kilde: Store norske leksikon

⁴ Revisjon av vilkår for regulering skjer med hjemmel i vassdragsreguleringsloven etter 30 eller 50 år.

⁵ EUs rammedirektiv for vann (Directive 2000/60/EC). Direktivet er hjemlet i norsk lov gjennom forskrift om rammer for vannforvaltningen.

⁶ Referanseår for prisene er år 2000.

⁷ Prosjekter plassert i Samlet plan kategori II kan ikke konsesjonsbehandles nå.

Tabell 11.1 Fylkesvis fordeling av det økonomiske potensialet for ny vannkraft per 1.1.2011.

Fylke	Under bygging og gitt tillatelse		Melding og søknad		Samlet plan og digital kartlegging < 3 kr/kWh		Digital kartlegging 3-5 kr/kWh	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Østfold	31	92	2	12			2	6
Akershus							2	9
Hedmark	125	134	62	276	109	465	28	113
Oppland	3	14	279	809	310	1 333	64	263
Buskerud	82	182	40	124	652	1 245	47	193
Vestfold					36	146	2	8
Telemark	6	19	95	293	702	1 134	66	269
Aust-Agder	43	233	87	311	97	440	28	113
Vest-Agder	111	38	1 098	194	154	830	59	241
Rogaland	430	318	77	333	315	1 265	82	335
Hordaland	97	318	278	1 130	700	3 252	161	659
Sogn og Fjordane	251	746	550	1 756	1 387	3 959	186	760
Møre og Romsdal	95	321	36	110	797	1 742	127	521
Sør-Trøndelag	30	107	21	65	147	460	53	218
Nord-Trøndelag	12	43	99	333	111	402	74	303
Nordland	458	738	245	969	887	3 644	278	1 136
Troms	53	155	98	324	394	1 595	151	617
Finnmark	5	18	6	27	127	507	75	309
Totalt	1 834	3 476	3 074	7 068	6 925	22 419	1 484	6 074

Kilde: NVE

sekvenser for vannkraftpotensialet i Norge. I følge rapporten Klima i Norge 2100 (Norsk klimasenter, 2009) kan en forvente at middeltemperatur i Norge vil øke med mellom 1,2 og 2,5 °C, mens den midlere årlige nedbøren forventes å gå opp med 2,4-14 prosent i perioden 2021-2050, sammenlignet med perioden 1961-1990. Endringene varierer mellom forskjellige regioner og årstider. Hvilke implikasjoner klimaendringene vil få for produksjonspotensialet er usikkert. Nye analyser fra det europeiske forskningsprogrammet WATCH⁸ viser at en lengre sommerperiode med lav vannføring kan føre til at en større andel av

nedbøren fordampes og dermed ikke tilgjengelig for kraftproduksjon.

Basert på disse framskrivningene har NVE laget «klimakorrigerede» tilsigsserier. Analysene anslår en økning av vannkraftproduksjonen på fire til tolv prosent i eksisterende kraftverk i perioden 2021-2050 sammenlignet med perioden 1961-1990. Det tilsvarer en økning på mellom 5 og 15 TWh i forhold til dagens produksjon. Økningen er størst i vest og nord, og minst på Sørlandet. Beregningene tar hensyn til at en del av økningen i tilsig går tapt (med mindre magasinkapasiteten økes). Hva nedbørsøkningen kan bety for vannkraftpotensialet som ennå ikke er utbygd, er ikke undersøkt.

⁸ WATer and climate CHange

Boks 11.1 Potensial for effektoppgradering

I dagens vannkraftsystem er den gjennomsnittlige brukstiden 4200 timer. Brukstiden fremkommer ved å dividere årlig total produksjon på installert kapasitet, og forteller hvor mange timer kraftverket kunne gått for full kapasitet med normalt tilsig. Ved å øke installert effekt, reduseres brukstiden. Det betyr at man kan produsere et større volum på kortere tid, og plassere produksjonen i de timene hvor prisen er høyest.

For at det skal være teknisk interessant med en effektoppgradering i eksisterende kraftverk, må kraftverket ha en viss magasin-kapasitet, og det må ha utløp til sjø, magasin eller en stor innsjø. I Norge har vi mer enn 140 kraftverk med ytelse større enn 50 MW. 89 av disse oppfyller kravene til installert effekt og plassering i vannveien, og inngår i en potensialstudie for utvidelse av effekt utført av NVE (NVE, 2011a). Kraftverkene i analysen har en gjennomsnittlig brukstid på 3900 timer, og en samlet installert kapasitet på 17 000 MW. For å redusere den samlede brukstiden til 2000 timer krever det nesten en fordobling av installert kapasitet. Skal brukstiden ytterligere ned, til 1500 timer, krever det en økning i kapasiteten på 150 prosent.

Kostnadsanslagene knyttet til effektutvidelser i denne analysen varierer fra 2,0 til 7,8 mill kr per MW. Et viktig kostnadselement er hvor omfattende tilpasninger som er nødvendig i vannløpet.

11.5 Vindkraft

Norge har et stort vindkraftpotensial både på land og til havs. Flere studier, blant annet fra NVE, har kartlagt utnyttbare vindressurser til kraftproduksjon på land i Norge.

Teknisk potensial for havvind

Norge har store havvindressurser. Det tekniske potensialet er anslått til omlag 14 000 TWh, (Sweco Grøner, 2007). Det økonomiske potensialet er imidlertid begrenset på grunn av høye kostnader.

Direktoratsgruppen som sto bak rapporten Havvind – forslag til utredningsområder (NVE m.fl., 2010) anbefalte norske myndigheter å gjennomføre konsekvensanalyser av utvalgte geografiske havområder. Det tekniske potensialet for de utvalgte områdene er anslått til å være mellom 18 og 44 TWh per år.

Teknisk potensial for landbasert vind

I rapporten Vindkart for Norge (Byrkjedal og Åkervik, 2009) presenteres beregninger av det tekniske potensialet for vindkraft på land i Norge. Resultatene viser hvilke landområder som er egnet for vindkraftutbygging. For hvert fylke er utnyttbart areal⁹ multiplisert med utbyggingstettheten for vindturbiner på land. Det er benyttet en utbyggingstetthet på 8 MW/km.²

Resultatene for hvert fylke er inndelt i tre kategorier etter årsmiddelvind. Figur 11.2 viser vindkraftpotensialet på utnyttbare arealer med middelvind større enn 6 m/s (U>6) og større enn 8 m/s (U>8). Samlet potensial er 1636 TWh dersom man tar utgangspunkt i områder hvor middelvindene er større enn 6 m/s. Velger man ut prosjektene med høyere vindhastighet, reduseres potensialet til 379 TWh (middelvind over 8 m/s).

Det tekniske ressurspotensialet ved vindhastigheter over 6 m/s er størst i Nord-Norge og spesielt i Finnmark. Per i dag bygges det stort sett ut vindkraft i områder hvor middelvindhastighetene er høyere enn 8 m/s.

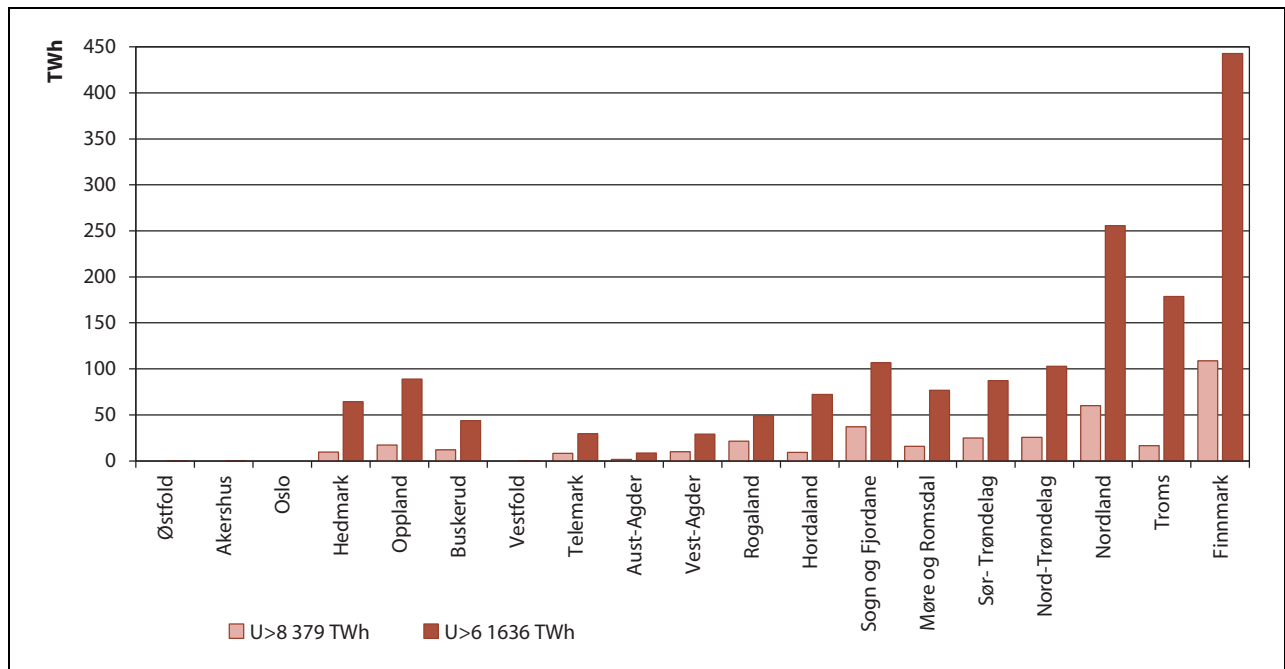
Investeringskostnadene for ny vindkraft på land er i dag om lag 12,5 millioner kr per MW installert effekt. Det gir en enhetskostnad per kWh, inklusiv driftskostnader, på mellom 55 og 62 øre for prosjekter med middelvind på henholdsvis 8 og 6 m/s.

Med dagens teknologi er kostnadsbildet for havbasert vindkraft vesentlig høyere, selv om middelvinden er høyere enn på land. Kostnadene er anslått å være opp til 70-80 prosent høyere enn for landbasert vindkraft. For bunnfaste vindturbiner på inntil 30 meters dyp er investeringskostnadene anslått å være i området 16-20 millioner kr per MW. De totale kostnadene er anslått til 95-120 øre/kWh (NVE, 2010).

Meldte, søkte og konsesjonsgitte prosjekter

Per i dag er det meldt inn, søkt konsesjon for og gitt konsesjon til mange ulike vindkraftprosjekter

⁹ Alt areal som ikke er utnyttet eller regulert til annet formål er lagt til grunn for beregningene av potensialet.

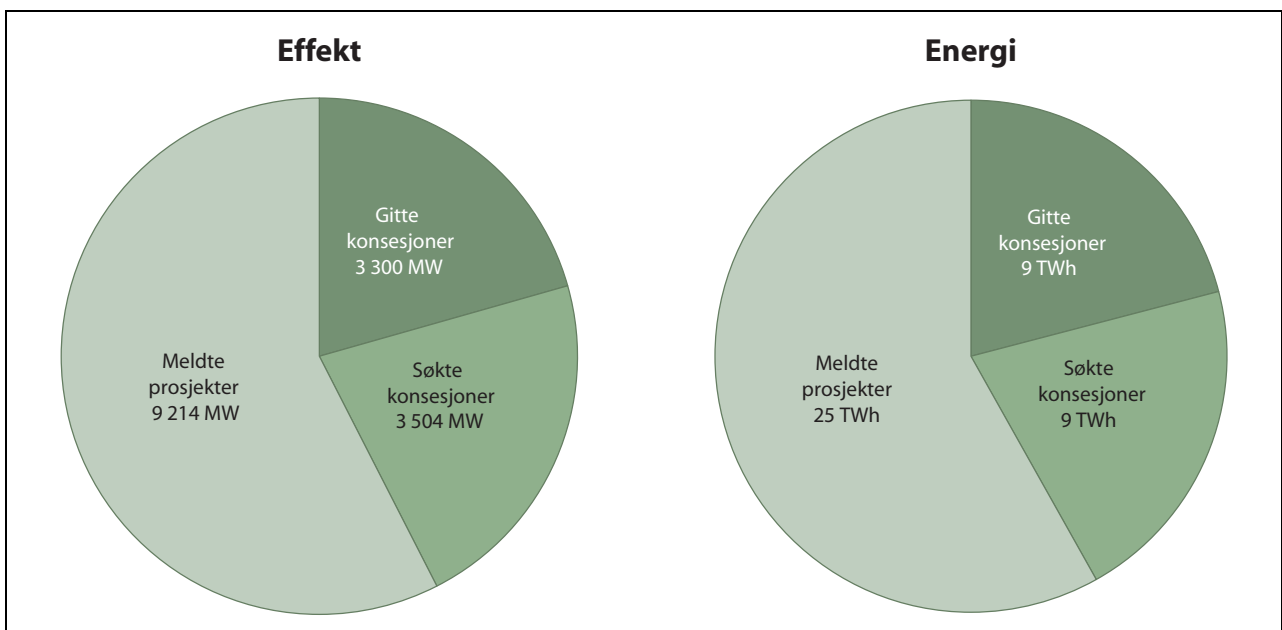


Figur 11.2 Ressurspotensialet for vindkraft, ved middelvind over 6 og 8 m/s.

Kilde: Byrkjedal og Åkervik (2009).

i Norge. Forventet produksjon fra alle disse prosjektene er vist i Figur 11.3 basert på en gjennomsnittlig brukstid på 2700 timer. NVE har gitt konsesjon til utbygging av totalt 3300 MW installert effekt, som tilsvarer rundt 9 TWh. I tillegg er det søkt om konsesjon for om lag 3500 MW. Meldte

prosjekter tilsvarer 9200 MW. En del av prosjektene vil bli avslått i konsesjonsbehandlingen. Av de som får konsesjon vil det være en ytterligere avskalling på grunn av manglende økonomisk lønnsomhet eller av hensyn til manglende nettilgang. Ved årsskiftet 2011/2012 var den samlede



Figur 11.3 Kapasitet i meldte, søkte og konsesjonsgitte prosjekter (venstre) og tilsvarende energimengde gitt brukstid på 2700 timer/år.

Kilde: NVE

installerte kapasiteten fra vindkraft i Norge 510 MW.

Det er ett ordinært havvindprosjekt som har fått konsesjon. Anlegget har en installert effekt på 350 MW. Det er meldt inn prosjekter med en samlet effekt på 9800 MW.

11.6 Gass

Norge har store gassressurser. Ressursregnskapet for gass deles inn i påviste ressurser og anslag for uoppdagede ressurser. Siste oversikt fra Oljedirektoratet viser en reserve på 4017 milliarder Sm³, hvorav uoppdagede ressurser står for 1255 milliarder Sm³.¹⁰ En Sm³ tilsvarer 11,1 kWh. Det ble brukt 41 TWh gass i olje- og gassutvinningsnæringen i 2010. I tillegg ble 5 TWh faklet.¹¹ På land benyttes i dag gass til kraftproduksjon på anleggene på Kårstø, Mongstad og Melkøya.

Som omtalt i kapittel 3 bestemmes driften av kommersielle gasskraftverk (uten varmeleveranser) av differansen mellom elektrisitetsprisen og brenselkostnadene inkludert prisen for CO₂-utslipp. Framtidige investeringer i ny kapasitet avgjøres av forventningene til denne differansen. I Soria Moria erklæringen II sier regjeringen at «alle nye gasskraftkonsesjoner skal basere seg på rensing og deponering av CO₂ ved oppstart».

Det ble brukt i underkant av 24 TWh gass i den innenlandske økonomien til andre formål enn kraftproduksjon i 2010. Størstedelen av det øvrige innenlandske gassforbruket står industrien for. Økt industrivirksomhet kan derfor øke det innenlandske forbruket av norsk gass.

11.7 Solenergi

Potensialet for solenergi er stort også i Norge. Den årlige innstrålingen i Norge varierer fra om lag 700 kWh/m² i nord til om lag 1100 kWh/m² i de sørlige delene av landet. Innstrålingen er anslagsvis 1700 ganger mer enn det årlige energiforbruket. En av utfordringene er at fordelingen over året varierer. Det er lite solenergi i vintermånedene, når behovet for energi er størst.

11.7.1 Solceller

Solceller konverterer solstråler til elektrisitet. Solcellene er sammenkoblet i moduler, som kan settes sammen til systemer som yter fra noen få kilowatt til flere hundre megawatt. Systemene kan knyttes til det elektriske distribusjonsnettet eller operere som uavhengige systemer.

Kommersielle solcelleteknologier kan deles inn i to hovedgrupper; wafer-basert krystallinsk silisium og tynnfilm. Det er store forskjeller mellom teknologiene både med hensyn til kostnader og ytelse. Tynnfilm har for tiden de laveste kostnadene, men også lavere ytelse. Solenergimarkedet domineres av silisiumcelleteknologier med middels effektivitet og middels kostnadsnivå. Wafer-baserte løsninger har i dag 85-90 prosent av solcellemarkedet, mens tynnfilm har resten.

Kostnadene for solcellemoduler har sunket betraktelig de siste årene med læringsrater på 15 til 22 prosent. IEA anslår at solceller har hatt en historisk læringsrate på 17-18 prosent både for solcelleparker og for byggmonterte paneler.

De teknologiske barrierene er i stor grad knyttet til materialegenskaper. Det gjelder både forbedring av materialer i dagens solcelleproduksjon, optimalisering av prosesser som gir reduserte produksjonskostnader, og utvikling av helt nye materialer og konsepter for konvertering av sollys. Det arbeides også med tynnfilm-løsninger som enklere kan integreres i bygninger.

Solceller kan benyttes direkte på bygg, i større solcelleparker for elektrisitetsproduksjon eller i systemer som ikke er tilknyttet distribusjonsnett. En viktig teknisk utfordring for solcellesystemer er hvordan de best integreres med nettet.

Land som Tyskland og Spania har etablert betydelig solcellekapasitet ved hjelp av høye subsidier. I Norge har solceller lenge vært benyttet til belysning i hyttemarkedet, men en tilsvarende utvikling som i Tyskland synes uaktuell. Foruten kostnadsforholdene, har solkraft systemegenskaper som gjør den bedre egnet i land med stort energibehov til kjøling om sommeren og mindre egnet i land med stort energibehov til oppvarming om vinteren.

11.7.2 Solvarme og solkjøling

Et solvarmeanlegg består av solfanger, lagertank og styringssystem med pumpe/vifte. I solfangeren blir strålingsenergi fra sola omdannet til varme i et medium som fyller solfangeren. Varmemediet sirkuleres og utveksler varme mot vannet i lagertanken. Videre utveksles varmen i vannet i

¹⁰ www.npd.no

¹¹ Fakling er kontrollert brenning av gass i flammetårn på offshoreanlegg og prosessanlegg.

lagertanken mot det vannbårne varmesystemet som skal distribuere varmen rundt i bygget.

Termiske solfangere er en relativt moden teknologi. Den mest brukte løsningen i bygninger har til nå vært den plane solfangeren, men etter hvert har vakuumsolfangere fått en større andel av markedet. Solfangere tilnyttet fjernvarmenettet er en godt utprøvd teknologi i enkelte regioner, også så langt nord som i Danmark. Det er ingen spesielle teknologiske barrierer for denne teknologien. I tillegg til økonomi, synes en viktig utfordring å være knyttet til kompetanse og interesse i byggebransjen.

I Europa er det mer enn 35 millioner m² solfangere med en kapasitet på om lag 24 GW termisk kapasitet. I Danmark har det siden 1989 blitt installert mer enn 10 storskalaanlegg for levering av varme til fjernvarmenett, ofte i forbindelse med kraftvarmeverk. Det norske markedet for solvarmesystemer er begrenset. Potensialet for solvarme i Norge er preget av stor usikkerhet og estimert til 5-25 TWh innen 2030 (Hofstad (red.), 2008).

Soldrevet luftkjøling er et kjølesystem som bruker varmen fra solenergi som energikilde. Slike systemer kalles adsorpsjons- eller absorpsjonskjølere. En absorpsjonskjøler benytter et arbeidsmedium som endrer fase (fra væske til gass) ved passende temperatur og trykk. En fordel med solkjøling er at behovet for kjøling gjerne sammenfaller med tilgangen på solenergi. Her ligger det fortsatt et stort utnyttet potensial, spesielt i varmere strøk, men solkjøling kan også bli aktuelt for framtidens bygg i Norge.

11.8 Bioenergi

Bioressurser kan konverteres til elektrisitet, varme og drivstoff. Ressursene inkluderer skog og treavfall, avfall fra jordbruk og skogindustri, avfall fra næringsmiddelindustri, husdyrgjødsel, avløpsvann og slam, matavfall og nedbrytbare komponenter av husholdningsavfall.

11.8.1 Norske bioressurser

Den årlige tilveksten av biomasse i Norge er stipulert til om lag 425 TWh, hvorav 325 TWh er landbasert biomasse og 100 TWh er akvatisk biomasse.

Råstoff fra skogen representerer det viktigste potensialet for bioenergi i Norge. Avvirkning av norsk skog har vært tilnærmet konstant i nærmere 100 år, mens tilveksten har økt. Det betyr at biomasseressursen i stående skog er økende.

Forbruket av bioenergi i Norge har de siste årene ligget stabilt på 14-15 TWh per år. Muligheten for å øke dette volumet er kartlagt av flere ulike analysemiljøer, blant annet Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB), NVE og Skog og landskap. I NVEs analyse er det funnet et økt potensial på 19 TWh, hvorav 15 TWh til en kostnad under 30 øre/kWh. I St.meld. nr. 39 (2008-2009) har Skog og landskap anslått det tekniske potensialet for økt utnyttelse av bioenergi til energiformål til 26-35 TWh per år.

Bioressursens klimanøytralitet debatteres både nasjonalt og internasjonalt. Det slippes ut CO₂ ved forbrenning og nedbryting av biomasse og det tar tid før ny vegetasjon tar opp like mye CO₂ som den gamle. CO₂-effektene av økt bruk av bioenergi avhenger blant annet av hva som alternativt ville skjedd med biomassen, og det skilles gjerne mellom kortsiktig og langsiktige CO₂-effekter. Økt bruk av hogstavfall, dvs. å nyttiggjøre seg av en større andel av hogsten, kan gi en positiv CO₂-effekt også på kort sikt.

Biokraft

Biokraft kan produseres både med fast og gassifisert biomasse. Det finnes i dag flere anlegg innen industri og avfallsforbrenning, og tabellen nedenfor viser at disse anleggene produserte 411 GWh elektrisitet og 3291 GWh varme i 2009.

Utbygging av bioenergi i kombinerte kraftvarme anlegg (CHP) vil kreve avsetningsmuligheter for varmen. Norge har et stort varmelolum fra industrien som til nå ikke har blitt godt utnyttet (spillvarme). Mer bruk av vannbåren varme i bygg kan utvide markedet for biobasert CHP, mens utviklingen mot mer energieffektive bygg med lavt varmebehov trekker i motsatt retning. I en analyse gjort av Norsk Energi for Enova i 2011 ble det anslått en mulig økning i produksjonen av biokraft på om lag 1 TWh mot 2020.

11.8.2 Teknologi

Bruk av bioenergi til oppvarming via en kjele eller en ovn er eksempler på kommersielle teknologier for utnyttelse av bioenergi. Produksjon av biodrivstoff har i økende grad blitt en konkurrent til matproduksjon. Det jobbes derfor for å utvikle biodrivstoff basert på cellulose, for eksempel trevirke/treavfall, halm, ulike typer gressvekster (andregenerasjons biodrivstoff). Andre generasjon biodrivstoff omfatter både biodiesel og bioetanol og baserer seg på råvarer og arealer som

Tabell 11.2 Biokraftanlegg i Norge 2009.

Bransje	Installert turbineffekt	Kraftproduksjon 2009	Varmeproduksjon 2009
	MW el	GWh el	GWh th
Treforedling	82	159	2262
Avfallsforbrenning	46	167	903
Annen biokraft	2	15	65
Deponigass	10	41	61
Biogass	6	29	n.a.
Sum	146	411	3291

Kilde: Norsk Energi.

ikke brukes til produksjon av mat. Teknologien vurderes fortsatt som umoden.

Produksjon av elektrisitet fra bioenergi ved hjelp av dampturbiner og dampstempelmotorer er kjent og utprøvd teknologi. Disse teknologiene kan benyttes til elektrisitetsproduksjon eller kombinert kraft og varme (CHP). Biomasse kan være et interessant alternativ for elektrisitetsproduksjon i områder hvor det er store mengder avfall fra jordbruk og skogsdrift.

Biogass omfatter flere typer gassprodukter som dannes ved nedbryting av organisk avfall. Biogass dannes på avfallsdeponier og gjødsellagre, eller kunstig i reaktorer. Gassen kan benyttes til oppvarming, kraftproduksjon eller transport. Biogass kan også oppgraderes til biometan ved å fjerne alt annet enn metan. I norsk sammenheng er aktuelle råstoff for biogassproduksjon avfall fra næringsmiddelindustri, husdyrgjødsel og kloakk. Integrering av gassfisert biomasse i kombinerte gass- og dampanlegg er eksempler på teknologier i en tidlig kommersiell fase. Biodrivstoff fra alger er eksempel på en teknologi som er i en FoU-fase.

Det er en rekke teknologiske barrierer for å ta i bruk en større andel av biomassen til energiformål. En gjennomgang av disse er gitt i vedlegg 2.

11.9 Geotermisk energi

Geotermisk energi er varme som ligger lagret i jordskorpen. Varmen som er lagret nær overflaten i jord, fjell og grunnvann, kan hovedsakelig betraktes som magasinert solenergi og utnyttes i dag kommersielt ved hjelp av grunne brønner og varmpumper til oppvarming av hus og nærings- eiendommer.

De store energimengdene i form av varme i de dypere deler av jordskorpen, stammer dels fra jordens indre og dels fra en kontinuerlig nedbrytning av radioaktive isotoper i jordskorpen.

Geotermisk elektrisitetsproduksjon

Elektrisitetsproduksjon fra geotermiske anlegg kan utføres med dampturbiner eller binærsyklusanlegg. Slike anlegg kan levere både kraft og varme. Ny teknologiutvikling åpner for elektrisitetsproduksjon med væsker med så lave temperaturer som 73 °C. Geotermisk energi kan teoretisk sett utnyttes i de fleste deler av verden. Det er imidlertid flere utfordringer knyttet til teknologien, spesielt til miljøkonsekvenser og økonomi. Det ventes en forbedring i metoder for å fastslå potensialet før boring, bedre boremetoder og utstyr, mer pålitelig pumper som tåler høye temperaturer og trykk. I tillegg er det behov for bedre metoder for å utvikle dype varmereservoar og bedre kunnskap om hvilken påvirkning dette kan ha på seismisk aktivitet. De viktigste markedene for geotermisk elektrisitet er USA, Filippinene, Indonesia, Mexico, Italia, New Zealand og Island. Det forventes en signifikant kapasitetsøkning når avansert teknologi utvikles og tas i bruk i nye regioner. Utsiktene for geotermiske anlegg for både elektrisitet og varme er gode og mange land har konkrete planer for prosjekter de neste fem årene.

Grunnvarmebaserte varmpumper

Grunnvarme representerer et stabilt varmereservoar. En grunnvarmepumpe kan derfor levere høy effekt uansett utetemperatur, i motsetning til luft-til-luft eller luft-til-vann varmpumper, som har

redusert effekt ved lave utetemperaturer når varmebehovet er størst. Energibrønnene kan fungere som sesonglagring ved at overskuddsvarme om sommeren lagres og hentes ut om vinteren.

NVE har anslått kjøle- og oppvarmingsbehovet i bygg til 55 TWh i 2030 (NVE, 2010). Teknisk sett kan det aller meste av dette energibehovet dekkes med grunnvarme. Kostnadsanslag nylig utført på oppdrag fra NVE, viser at 17 TWh grunnvarme kan realiseres til en kostnad på 45 øre/kWh. Økes kostnads grensen til 70 øre/kWh vil potensialet ligge på rundt 45 TWh. De oppgitte enhetskostnadene dekker ikke eventuelle merkostnader til intern varmedistribusjon i bygningsmassen (Ramstad, 2011).

Grunnvarmepumper er en av de raskest voksende fornybare energiteknologiene på verdensbasis med en dobling av kapasiteten globalt fra 2005 til 2010, og utgjør mer enn 35 GW termisk kapasitet. Produksjonen av varme fra grunnvarmepumper i Norge i 2010 var på om lag 3,5 TWh hvorav om lag 2,5 TWh representerer netto energiuttak fra grunnen. Skulle denne varmen blitt produsert med elektrisitet, ville kraftforbruket vært om lag 2,5 TWh høyere enn det faktisk var. Til sammenligning produserer Sverige mer enn 12,5 TWh termisk energi per år fra grunnvarmepumper. De naturgitte forholdene for grunnvarme vurderes som minst like gode i Norge som i Sverige.

Varmepumper basert på sjøvarme og overflatevann

Sjøvarmepumper er en kommersiell teknologi på lik linje med andre varmepumper. Mange norske byer har fjernvarmenett i nærheten av fjord og hav. Temperaturforholdene er dessuten relativt gode, også langt mot nord. Om sommeren kan dessuten kjølebehovet dekkes meget rimelig ved sirkulering av vannet ved hjelp av pumper og uten drift av varmepumpen. Smedby m.fl. (2011) har beregnet det tekniske potensialet til 16 TWh, hvorav 13 TWh kommer fra sjøvann, mens 3 TWh av energiuttaket kommer fra innsjøer.¹²

I praksis vil utnyttelsen av grunnvarme begrenses av forhold som økonomi og geologiske grunnforhold. De teknologiske barrierene for økt utnyttelse av geotermisk energi er knyttet til bore- og brønnteknologi samt å høyne energiutnyttelsen. Boring utgjør en stor andel av kostnadene og er i dag en vesentlig barriere. Dessuten er det mangelfull kunnskap om brønn- og

reservoarstrukturer, som er spesielt viktig for å sikre tilstrekkelig gjennomstrømning og unngå vanntap.

11.10 Havenergi

Det finnes mange teknologiske konsepter som søker å utnytte energien fra havet; bølgekraft, saltkraft, og tidevannsdemninger og -strøm. Norge har med sin lange kystlinje store havenergiressurser. Med unntak for tidevannsdemninger, vurderes disse teknologiene som umodne. De kraftverkene som er bygd, er gjerne en del av et demonstrasjons- og pilotprosjekt. Flere teknologier har behov for mye FoU før de kan være aktuelle for energiproduksjon. Det er for tidlig å etablere prognoser for energiproduksjon fra slike kilder. Samtidig kan man ikke utelukke at noen av disse teknologiene vil være kommersielt tilgjengelige mot 2050. Miljøeffektene forventes å være små, men det råder stor usikkerhet og temaet bør kartlegges bedre. En gjennomgang av barrierer for de ulike teknologiene finnes i vedlegg nr 2.

11.11 Oppsummering av ressurspotensial

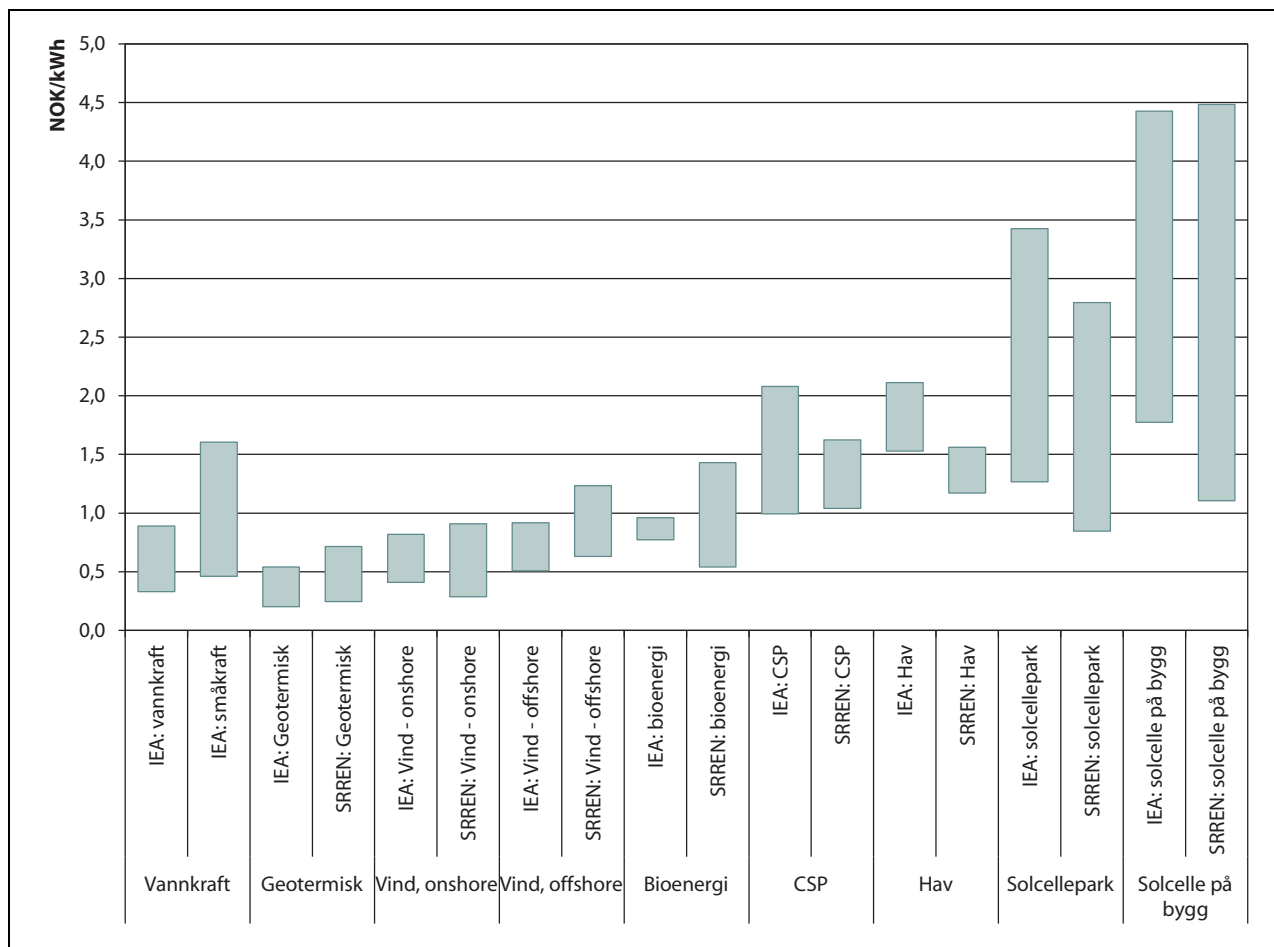
Kapitlet har vist at Norge har store tekniske potensialer for ren kraft- og varmeproduksjon. Rikelig med vann-, vind-, og bioressurser gir stor grad av valgfrihet i hvordan vi vil dekke eget og eventuelt andre lands behov for fornybar energi.

Vindkraftpotensialet alene utgjør til sammen over 15 000 TWh, mens dagens produksjon av vindkraft er i underkant av 1 TWh. Med reduserte kostnader og/eller høyere energipriser vil også det økonomiske potensialet kunne bli betydelig.

Norge har utnyttet 21 prosent av det teoretiske potensialet for vannkraft. For denne teknologien er de langsiktige mulighetene knyttet til å håndtere økende etterspørsel etter effekt (fleksibilitet), mens utfordringene er knyttet til hvordan man skal utnytte økte tilsig som følger av klimaendringer på en naturmessig skånsom måte.

Norge utnytter i underkant av 5 prosent av det tekniske potensialet for bioressurser fra skog. Økt utnyttelse av bioressursene avhenger av både teknologi- og kostnadsutvikling og av skogsdriften. Omfanget og fordeling mellom stasjonære og mobile formål vil i det lange løp avgjøres av markedsaktørene, og avhenger av hvor ressursene kaster mest av seg.

¹² Dette potensialet er overlappende med grunnvarmepotensialet.



Figur 11.4 Sammenstilling av mulig spenn for produksjonskostnader (investerings- og driftskostnader) i ulike kraftteknologier, globalt i 2020;

Kilde: Rambøll (basert på tall fra IEA og SRREN)

Fornybare teknologier vil spille ulike roller i ulike land, blant annet avhengig av ressurstilgangen. Figur 11.4 viser en sammenstilling av forventet produksjonskostnad (investering- og driftskostnader) for elektrisitet i 2020 globalt. Tallene er hentet fra Rambøll/Forskningsrådet. Det generelt lave kostnadsbildet for sol- og geotermisk elektrisitetsproduksjon skyldes at dette er forventede kostnader for produksjon på «egne steder». Det vil si på steder hvor ressursen er lett tilgjengelig. Eksempelvis vil kostnadene knyttet til geotermisk elektrisitetsproduksjon typisk gjelde for steder som Island. Figuren viser et spenn i kostnaden for vind på land på mellom 30 og 90 øre/kWh. Norge har gode vindressurser og NVE har anslått at dagens kostnadsnivå ligger på 55-62 øre/kWh. For offshore vind ligger kostnadsspennet på mellom 50 og 120 øre/kWh. NVE anslår at dagens kostnader for bunnfaste installasjoner ligger på 95-120 øre/kWh.

De økonomiske potensialene er en funksjon av energipriser og kostnadsstruktur på det tidspunktet potensialene blir beregnet. Fram mot 2050 påvirkes det økonomiske potensialet for de ulike teknologiene av en rekke usikre faktorer. Energi 21 har i sin nye strategi valgt ut 6 satsingsområder. Disse er kort omtalt nedenfor.

11.12 Energi21s strategi

Energi21 har laget en Nasjonal strategi for forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering av ny energiteknologi. Her systematiserer man dagens kunnskap og vurdering av hva som er de beste satsingsområdene. Energi21 har mandatfestet 3 retningsgivende mål ved utarbeidelse av strategien: 1) verdiskaping fra energiressurser 2) energiomlegging ved hjelp av ny teknologi og 3) utvikling av kompetanse

og næringsliv. Strategien inneholder seks satsingsområder:

1. Solceller – styrket næringsutvikling.
2. Offshore vindkraft – næringsutvikling og ressursutnyttelse.
3. Økt ressursutnyttelse gjennom balansekraft.
4. Verdiskaping og verdisikring gjennom karbonfangst, -transport og lagring.
5. Fleksible energisystemer – smarte nett.
6. Energiutnyttelse – konvertering av lavtemperatur varme til elektrisitet.

I begrunnelsen for å satse videre på solindustrien legges det vekt på en framvoksende leverandørindustri og et norsk forskningsmiljø som ligger langt fremme internasjonalt. Satsing på offshore vind begrunnes med at norsk erfaring fra olje- og gassnæringen kan overføres til nye områder. Norsk magasinkapasitet kan gi grunnlag for å levere balansetjenester til Europa og gir muligheter for verdiskaping. I valget av CCS som et satsingsområde legges det vekt på teknologiens viktighet for å nå klimamål og at gode løsninger på

dette feltet vil bidra til å øke verdien på norske gassreserver. Både i Norge og internasjonalt er det et stort uutnyttet potensial for bruk av spillvarme og konvertering av lavtemperatur varme til elektrisitet. Alle de strategiske prioriteringene forutsetter et fleksibelt energisystem som kan integrere fornybar energi og har høy driftssikkerhet i et mer komplekst system.

For tre av satsingsområdene er bruk av nasjonale energiresurser hovedmotivet: offshore vindkraft, vannkraft som leverandør av balansekraft, og utnyttelse av lavtemperatur varme til elektrisitetsproduksjon. Gjennomgangen av potensialene ovenfor har vist at Norge har tilstrekkelig med energiresurser til at disse satsingsområdene kan få betydning i et framtidig kraftsystem. Et velfungerende marked hvor prisene også reflekterer miljøkostnadene vil bidra til å få fram nye teknologier og løsninger som er bærekraftige i et langsiktig perspektiv.

Energi21 har på oppdrag av utvalget utarbeidet en oversikt over produksjonsteknologier og barrierer. Oversikten finnes i vedlegg 2.

Kapittel 12

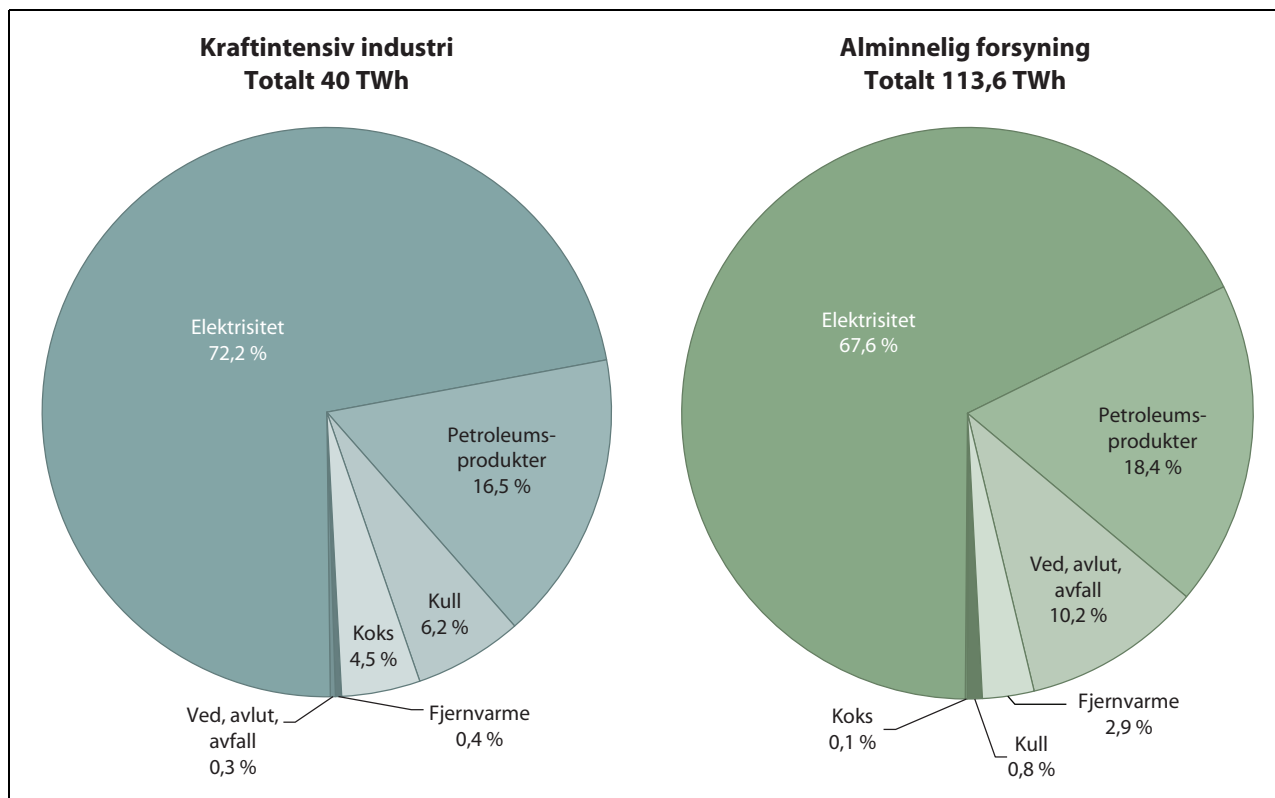
Utvalgte fakta om energibruken i Norge

Dette kapitlet gir en oversikt over viktige trekk ved energibruken i Norge. Beskrivelsen av fakta og utviklingstrekk i dette kapitlet tjener som grunnlag for drøftingen av energibruken mot 2050 som er presentert i kapittel 8. Avsnitt 12.1 gir en oversikt over ulike kjennetegn ved dagens energibruk. Avsnitt 12.2 presenterer EU-direktiver og virkemidler som påvirker energibruken. Avsnitt 12.3 beskriver hvordan energibruken er ventet å utvikle seg i Nasjonalbudsjettets referansebane for 2050.

12.1 Kjennetegn ved dagens energibruk

12.1.1 Sammensetning av stasjonær energibruk

I 2009 var den stasjonære energibruken (samlet innenlands energibruk utenom transport, energi brukt som råstoff og energibruk i energisektoren) 153,5 TWh (SSB: Energibalansen). Energibruken er dominert av elektrisitet. Figur 12.1 viser fordelingen av ulike energibærere i henholdsvis kraftintensiv industri og alminnelig forsyning i 2009. Alminnelig forsyning dekker den stasjonære energibruken i husholdningene, offentlig



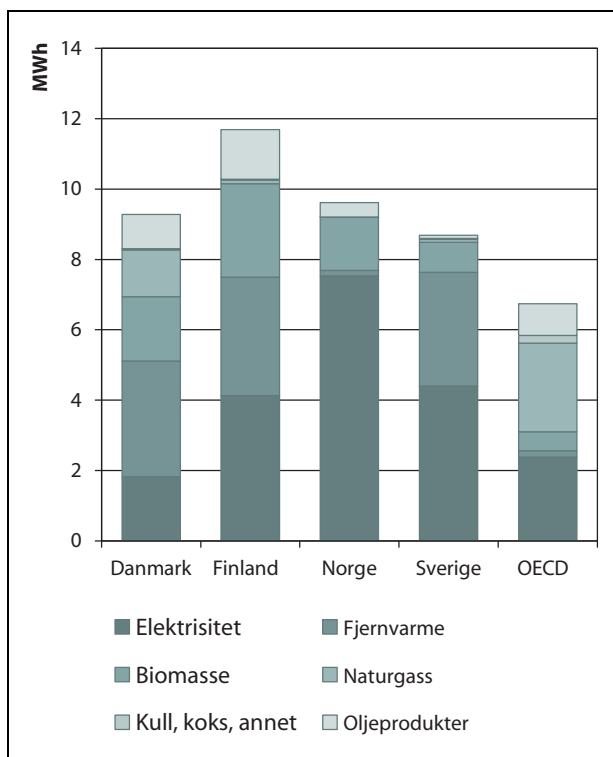
Figur 12.1 Stasjonær innenlands energibruk (uten forbruk i energisektoren), kraftintensiv industri og alminnelig forsyning, fordelt på energibærere, 2009.

Kilde: SSB: Energibalansen

og privat tjenesteyting, primærnæringene og alminnelig industri. Kraftintensiv industri brukte 29 TWh elektrisk kraft i 2009, tilsvarende 72 prosent av energibruken i sektoren. Treforedlingsindustrien har også relativt høy elintensitet og brukte i overkant av 4,6 TWh elektrisk kraft i 2009.¹ I alminnelig forsyning ble det brukt 77 TWh i 2009, tilsvarende 68 prosent av energibruken i sektoren. Samlet stasjonær energibruk i husholdningene var i 2009 46,5 TWh, hvorav 36,4 TWh var elektrisitet. Vedforbruk stod for noe over 7 TWh. Det brukes fortsatt noe fyringsolje og parafin i boliger, men forbruket har om lag blitt halvert de siste tyve årene.

12.1.2 Energibruk i bygninger

I norske husholdninger står elektrisitet for en høy andel av energibruken sammenliknet med andre land, ettersom store deler av bygningsmassen baserer seg på elektrisk oppvarming som hovedoppvarmingskilde. Figur 12.2 viser hvordan ener-



Figur 12.2 Energibruk i nordiske husholdninger og OECD-gjennomsnitt i 2009, fordelt på energibærere, MWh per person.

Kilde: IEA og SSB

gibruken per person i norske husholdninger skiller seg fra energibruken i våre nordiske naboland, og fra gjennomsnittet for OECD-landene (Bøeng m.fl., 2011). Her ser vi at mens andelen elektrisitet var om lag 78 prosent i Norge, var andelen 50 prosent i Sverige, 35 prosent i Finland og 20 prosent i Danmark. Med unntak av Danmark ligger alle de nordiske landene over OECD-gjennomsnittet når det gjelder bruken av elektrisitet i husholdningene. Totalt sett bruker imidlertid ikke norske husholdninger mer energi per person enn de gjør i nabolandene. I følge Bøeng m.fl. (2011), som er basert på data fra IEA, er det kaldere klima som er hovedårsaken til at de nordiske husholdningene har høyere energibruk enn OECD-gjennomsnittet.

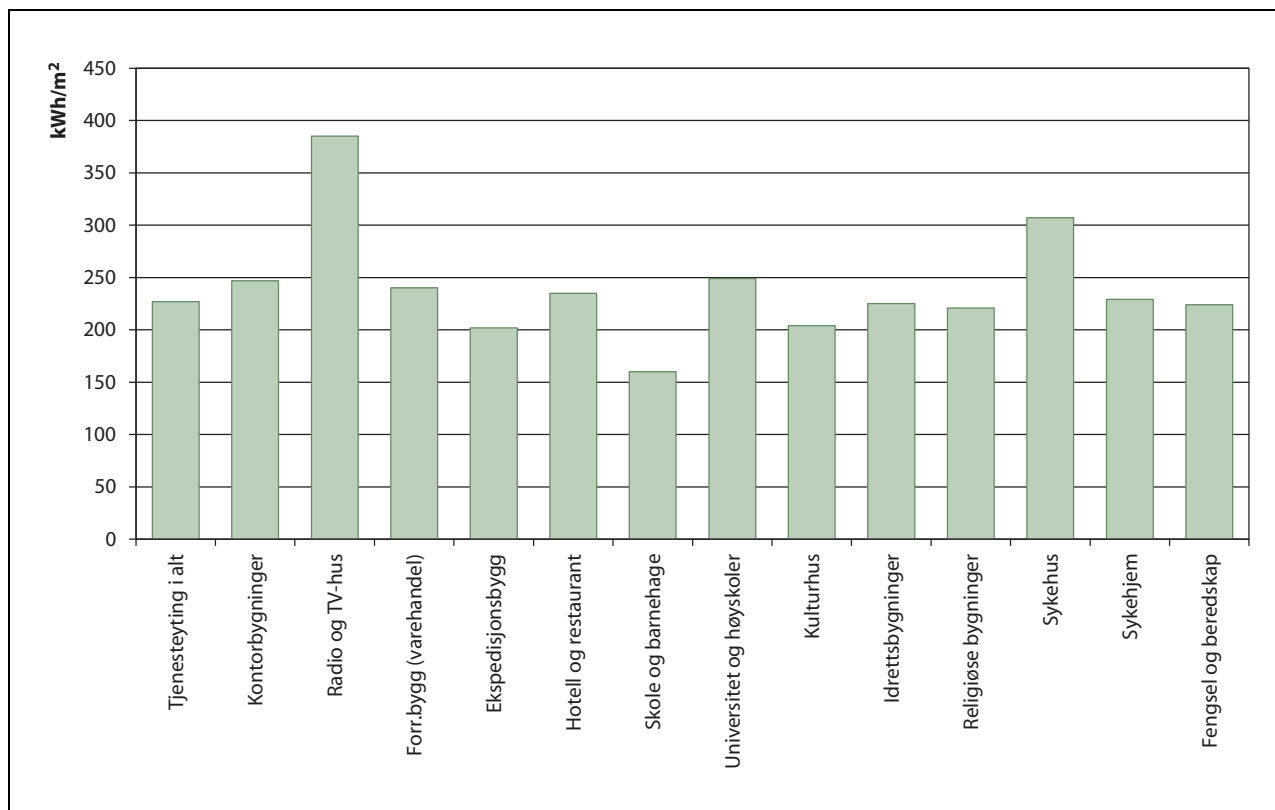
For å vurdere potensialer for energieffektivisering og utviklingen i energiintensitet er det nyttig å vite hvordan energibruken fordeler seg mellom ulike formål. For energibruk i bygninger skiller det mellom elspesifikt forbruk, som belysning og drift av elektriske apparater, og varmemeforbruk, som også kan dekkes av andre energibærere. Varmeforbruket omfatter romoppvarming og tappevannsoppvarming. Det alt vesentlige av energibruken i bygninger som ikke er elektrisitet, går til oppvarmingsformål.

Selv om vi vet at grunnen til at vi har en høy andel elektrisitet i energibruken er at vi bruker elektrisitet til oppvarming i stort omfang, finnes det ikke statistikk for formålsfordelingen av elforbruket, nærmere bestemt hvor stor andel som brukes til oppvarming. NVE (2011b) anslår imidlertid at 70 prosent av energibruken i husholdningene går til oppvarming av rom (58 prosent) og tappevann (12 prosent).

Samlet energibruk i næringsbygg² var 29,4 TWh i 2009 (NVE, 2011b). Også i næringsbygg er elektrisitet den dominerende energibæreren, med 80 prosent av energibruken, mens fyringsoljer stod for 9 prosent og fjernvarme 7 prosent. De fleste typer næringsbygg bruker en lavere andel energi til oppvarming enn boliger. Energibruken i næringsbygg avhenger særlig av hvilke varer og tjenester som produseres og bygningens driftstid. Kontorbygg står for den største andelen av energibruken i næringsbygg (Abrahamsen og Bergh, 2011). Variasjon i energibruk per m² for ulike typer av næringsbygg er vist i figur 12.3.

¹ Etter innføring av ny næringsstandard i statistikken ble treforedling flyttet til kategorien kraftintensiv industri i 2010.

² Omfatter næringsbygg utenom industrien, som hovedsakelig består av tjenesteyting.



Figur 12.3 Energibruk per m² for bygninger innenfor tjenesteytende næringer, 2008

12.1.3 Maksimallast i kraftsystemet

Kraftsystemet må ikke bare møte forbrukernes etterspørsel etter energi i løpet av en periode, men må også levere tilstrekkelig effekt til å dekke etterspørselen i timene med høyest forbruk. I følge Statnetts Nettutviklingsplan 2010 (Statnett, 2010a) var maksimallasten i Norge vinteren 2009/2010 på 23 994 MW. Maksimallasten defineres av den timen i løpet av året da elforbruket er høyest. Maksimallasten vinteren 2009/2010 inntraff den 6. januar 2010, og er den høyeste som noen gang er registrert. To dager senere ble det notert ny maksimallast i det nordiske systemet på 69 639 MW. Tilgjengelig kapasitet under normalt gode forhold anslås til 25 300 MW i Norge og 72 000 MW for Norden samlet. Det hører med til historien at energibruken i kraftintensiv industri var lavere enn normalt vinteren 2009/2010 som følge av finanskrisen.

12.1.4 Elforbruk i transport- og petroleumssektoren

Transportsektoren er en av de sektorene der det ventes at elforbruket vil øke betydelig framover. Dagens bruksområder for el i transportsektoren omfatter:

- Veitransport: Ved utgangen av 2011 var det 5500 elbiler på norske veier, hvorav halvparten ble registrert i 2011.
- Skinnegående transport: Forstadstog, trikk, T-bane, region- og langdistansetog, godstog, lyn-tog. Totalt elforbruk var 808 GWh i 2007.
- Annet transportrelatert forbruk:
 - Ferger – korte samband og landstrøm.
 - Drift av flyplasser (184 GWh i 2008).
 - Drift av Statens Vegvesens anlegg, tunneler, vegbelysning (324 GWh i 2008).

Tabell 12.1 viser status for elektrifisering av petroleumsanlegg på norsk kontinentalsokkel. Landanleggene får kraft fra nettet på land, med unntak av

Tabell 12.1 Status for elektrifisering av offshore petroleumsanlegg i Norge

	Status
Troll A	Elektrifisert
Gjøa	Elektrifisert
Goliat	Vedtatt elektrifisert
Valhall	Elektrifisert

Kilde: Oljedirektoratet

Melkøya, men også her vurderes det kraftforsyning fra nettet. I 2009 var forbruket av elektrisitet i næringen for olje og gassutvinning 4,7 TWh.

12.2 EU-direktiver og norske virkemidler

Energibruken påvirkes ikke bare av markedspriene, men også av en rekke virkemidler som setter krav eller stimulerer til energieffektivisering. I det følgende gis først en kort oversikt over viktige EU-direktiver om energibruk, og deretter en oversikt over de viktigste virkemidlene som gjelder i Norge.

EU-direktiver

Av EUs direktiver rettet mot stasjonær energibruk, er energimerkedirektivet³ (Directive 2010/31/EC), økodesigndirektivet (Directive 2009/125/EC) og bygningsenergidirektivet (Directive 2002/91/EC) gjennomført i Norge. Energitjenestedirektivet (Directive 2006/32/EC) er foreløpig ikke innlemmet i EØS-avtalen.

Mens økodesigndirektivet etablerer en ramme for å fastsette minimumskrav for energibruken til energirelaterte produkter, etablerer energimerkedirektivet en ramme for å fastsette krav til energimerking av slike produkter.

Et revidert bygningsenergidirektiv (Directive 2010/30/EC) ble vedtatt i 2010 og er foreløpig ikke innlemmet i EØS-avtalen. Direktivet inneholder bestemmelser om beregning av bygningers energiytelse, minimumskrav til nye bygninger og bygningsenheter, minimumskrav ved rehabilitering av bygninger, elementer i bygningskroppen og tekniske systemer, energimerking av bygninger, regelmessig inspeksjon av varme- og klimaanlegg, uavhengig kontroll av energiattester og inspeksjonsrapporter. Bygningsenergidirektivet krever blant annet at medlemslandene innen 31. desember 2020 skal sikre at alle nye bygninger er «nesten nullenergibygninger». Innen 31. desember 2018 skal nye bygninger som er eiet og i bruk av offentlige myndigheter være «nesten nullenergibygninger». Medlemslandene skal utforme nasjonale planer for å øke antallet «nesten nullenergibygninger». Det er imidlertid ikke fastsatt en felles standard for «nesten nullenergibygninger».

³ Revidert energimerkedirektiv ble vedtatt i EU i 2010. Det reviderte direktivet vil bli gjennomført i Norge når direktivet trer i kraft i EØS-avtalen.

Energitjenestedirektivets hovedformål er å fremme energieffektivisering hos sluttbrukeren på en kostnadseffektiv måte. Direktivet omfatter sluttbruk av energi til både stasjonære og mobile formål. Direktivet sikter mot å fjerne barrierer for, og gi bedre informasjonstilgang om energieffektivisering, skape insentiver for selskaper til å tilby energieffektiviseringstjenester og stimulere til opprettelsen av programmer for å øke energieffektiviteten. Direktivet krever at medlemsstatene skal sette et indikativt nasjonalt mål på 9 prosent energieffektivisering fra 2008 til 2017. Målet skal beregnes ut fra gjennomsnittlig innenlands sluttbruk av energi de siste 5 år. Direktivet gir medlemsstatene stor valgfrihet med hensyn til valg av virkemidler og hvilke sektorer som skal omfattes. Direktivet krever at offentlig sektor skal gå foran ved å innføre minst to tiltak fra en menyliste i forbindelse med offentlige innkjøp. Medlemsstatene må etablere nasjonale handlingsplaner og rapportere om status for arbeidet med energieffektivisering, herunder effekten av tiltak.

EU-kommisjonen la i juni 2011 fram et forslag til nytt energieffektiviseringsdirektiv, jf. omtale i boks 8.4, som etter forslaget skal erstatte det eksisterende energitjenestedirektivet⁴ og CHP-direktivet (Direktiv 2004/8/EF om fremme av kogenerering av kraft og varme). Dette direktivet er ikke vedtatt.

Virkemidler

Flere virkemidler påvirker utviklingen i energibruken i Norge, eksempelvis avgifter på bruk av ulike energibærere, støtteordninger, informasjonsvirkemidler og krav til bygninger og produkter. Virkemidlene må utformes innenfor de rammer som følger av direktiver som er inntatt i EØS-avtalen, og statsstøtteregulering og andre krav i EØS-avtalen.

Økonomiske virkemidler

Enova og Energifondet

Energiomlegging er et samlebegrep for arbeidet med å begrense energibruken, ta i bruk andre oppvarmingsløsninger enn elektrisitet og olje, samt for satsingen på vindkraft, jf. St.meld. nr. 29 (1998–1999) Om energipolitikken. Enova og Energifondet er viktige verktøy i arbeidet med energiomlegging. Begrunnelsen for energiomleggingspolitikken og Enovas virksomhet er behovet for

⁴ Med unntak av artikkel 4 og 4.1 samt annex 1, 3 og 4 i energitjenestedirektivet som er foreslått opprettholdt.

økt forsyningssikkerhet innenfor rammene av miljø- og klimapolitiske mål.

Energifondet disponeres av Enova, og skal være en langsiktig finansieringskilde for omlegging av energibruk og -produksjon. Enova skal bidra til redusert energibruk i bygg og industri, økt bruk av varme fra fornybare energikilder og demonstrasjon av nye energiteknologier og energiløsninger.

Enova har valgt å opprette ulike støtteprogrammer med sikte på å utløse prosjekter innen ulike segmenter. Enovas støtteprogrammer per februar 2012 omfatter:⁵

- Program for nyetablering av fjernvarme.
- Program for infrastruktur for fjernvarme.
- Et eget støtteprogram for mindre varmeprosjekter gir støtte til varmeanlegg i flerbolighus, næringsbygg, offentlige bygg, idrettsanlegg mv.
- Investeringsstøtte til industriprosjekter som gir redusert energibruk, ny energiproduksjon, for eksempel ved utnyttelse av spillvarme, eller omlegging av energibruk fra fossile energikilder til fornybare energikilder.
- Et eget program for investeringer i nye varmesentraler i industrien dekker varmesentraler basert på bioenergi eller varmepumper.
- Forprosjektstøtte til utredning av større investeringer i industrien.
- Et eget program for energieffektivisering og konvertering av varmeproduksjon til fornybar energi, spillvarme og varmepumper i eksisterende bygg og anlegg, rettet mot bygg- og anleggseiere, leietakere i næringsbygg, samt boligsameier og borettslag.
- Støtte til utredning av passivhus.
- Program for passivhus og lavenergibygg gir investeringsstøtte til nybygg og rehabiliteringsprosjekter som oppnår vesentlig høyere energieffektivitet enn det byggeforskriftene krever.
- To programmer for utvikling, utprøving og markedsintroduksjon av nye energiteknologier – herunder energieffektive løsninger.
- For den eksisterende bygningsmassen er større energieffektiviseringstiltak normalt aktuelle i forbindelse med rehabilitering. Her har Enova fokusert mest på store bygg, der energireultatet per støttekrone har vært best. Etter det nye byggprogrammet, som ble lansert sommeren 2010, kan det søkes om til-

skudd til tiltak i eksisterende bygg som bruker ned til 100 000 kWh per år.

- Støtte til kartlegging av energieffektiviserings- og konverteringstiltak i kommunale bygg og anlegg.
- Støtte til kartlegging av infrastruktur for kommuner.
- Program for produksjon av biogass.

Program for energieffektivisering i kraftintensiv industri (PFE-ordningen)

I 2004 ble det etablert et program for energieffektivisering i treforedlingsindustrien. Foretakene som deltar i programmet får fritak for elavgift på elektrisitet benyttet i tilvirkningsprosessen mot at de oppfyller vilkårene i programmet. Vilkårene omfatter blant annet innføring av en energiplan, identifisering av energieffektiviseringstiltak og etter hvert i programperioden gjennomføring av de identifiserte tiltakene. Programmet gjelder for 5 år av gangen. NVE er tilsynsmyndighet for ordningen og inngår avtaler med den enkelte bedrift.

Husbankens grunnlån

Ordningen kan brukes til å finansiere bygging av nye boliger, utbedring av boliger, ombygging til bolig og til kjøp av utleieboliger for prioriterte grupper. Nybygg må tilfredsstille kriterier til blant annet energibehov for å kunne få grunnlån. Disse kriteriene er strengere enn byggeforskriftenes krav. Ved totalombygging gjelder de samme kriteriene som for nye bygninger.

Informasjon og rådgivning

Enovas informasjons- og rådgivningstjenester

Enova har et omfattende tilbud av informasjons- og rådgivningstjenester rettet mot husholdninger, kommuner og næringsliv. For husholdningene er det blant annet etablert en gratis rådgivningstelefon. Et annet informasjonsvirkemiddel som er tatt i bruk er merkeordningen Enova anbefaler, som omfatter produkter som har særlig gode energieffektive egenskaper. Denne ordningen omfatter per i dag vinduer og etterisolering.

Energimerkeordningen for bygg

NVE har fastsatt energimerkeforskriften og utviklet energimerkesystemet som utsteder energitester. Energimerkeordningen skal gi grunnleggende informasjon om bygningens energitilstand til eiere, kjøpere og leietakere av bygninger. Fra 1.

⁵ For nærmere informasjon om Enovas til enhver tid gjeldende programmer, vises det til nettsiden www.enova.no.

juli 2010 blir det obligatorisk med energiattest ved salg, utleie eller oppføring av boliger, yrkesbygninger og fritidsboliger.

Energimerking av produkter

NVE har ansvar for oppfølging av både energimerkedirektivet og økodesigndirektivet. Krav om energimerking av produkter er fastsatt i norsk rett med hjemmel i merkeloven, mens krav om miljøvennlig utforming av energirelaterte produkter (økodesign) er fastsatt med hjemmel i produktkontrollloven. NVE driver informasjonsvirksomhet rettet mot norske aktører og fører tilsyn med at gjeldende krav blir fulgt opp.

Husbankens kompetansetilskudd til bærekraftig bolig- og byggkvalitet

Kompetansetilskudd til bærekraftig bolig- og byggkvalitet gjennom Husbanken skal bidra til å heve kompetansen innenfor miljøvennlige og universelt utformede boliger og bygg. Tilskuddet retter seg i hovedsak mot kommuner, bransje og forsknings-, utviklings- og undervisningsmiljø.

Regulatoriske virkemidler

Byggforskrifter

Byggforskriftene definerer krav til minimumsnivå for teknisk kvalitet i nybygg. Kravene utløses også ved hovedombygging. I plan- og bygningsloven er det krav om at bygg skal utformes slik at krav til forsvarlig energibruk blir oppfylt. I byggteknisk forskrift (TEK10) til plan- og bygningsloven stilles et generelt krav om at bygninger skal prosjekteres og utføres slik at lavt energibehov og miljøriktig energiforsyning fremmes. Dette konkretiseres gjennom spesifikke krav til energieffektivitet og energiforsyning.

Krav til energieffektivitet kan oppfylles enten ved å gjennomføre en rekke energitiltak som er angitt i forskriften (tiltaksmodellen) eller ved å ligge innenfor fastsatte rammer for totalt netto energibehov for forskjellige bygningskategorier (rammekravmodellen). Begge modellene gir fleksibilitet med hensyn til hvilke energitiltak som gjennomføres.

Det er også gitt minstekrav til varmeisolasjon og tetthet som uansatt skal oppfylles. For energiforsyning er det krav om at minst 60 prosent av netto varmebehov kan dekkes av annen energiforsyning enn direktevirkende elektrisitet eller fysiske brensler hos sluttbruker i bygg over 500 m². I

bygg under 500 m² gjelder det samme kravet for 40 prosent av varmebehovet. Det er også forbud mot installering av oljekjel til grunnlast.

Krav om miljøvennlig utforming av energirelaterte produkter

Eksempler på energirelaterte produkter er vinduer, vaskemaskiner og TVer. Kravene til de ulike produktgrupper blir fastsatt ved egne gjennomføringsforordninger etter omfattende prosesser i EU. OED har delegert arbeidet med oppfølging av økodesigndirektivet til NVE.

12.3 Nasjonalbudsjettets referansebane

Utvikling i elforbruket

I Nasjonalbudsjettets referansebane er etterspørselen etter energi et resultat av aktivitetsendringer og energieffektivisering i tråd med historisk trend i den enkelte næring. Energieffektiviseringen ivaretar reduksjon i energibruken som skyldes teknologisk endring.

Tabell 12.2 viser framskrivningen av elektrisitetsforbruket i ulike næringer mot 2030 og 2050 i Nasjonalbudsjettets referansebane. Forbruket i 2007 er tatt med for sammenlikningens skyld. Som vi ser er det jevnt over vekst i elforbruket i nesten alle næringer, og veksten er særlig stor i privat tjenesteyting. Ser vi på andeler av forbruket i alminnelig forsyning, er det husholdningenes andel som reduseres mest fram mot 2050, fra 43 til 35 prosent, mens andelen som går til privat tjenesteyting øker fra 18,6 til nesten 25 prosent.

Nærmere om elintensitet i referansebanen

Referansebanen bygger på en effektivisering i elektrisitetsforbruket som varierer mellom ulike næringer som vist i tabell 12.3. I et 40-årsperspektiv representerer dette en gjennomsnittlig reduksjon i elektrisitetsintensiteten på 32 prosent (0,9 prosent per år). Dette betyr at vi kan produsere samme volum av varer og tjenester som i 2007 med 32 prosent mindre elektrisitet. 32 prosent av samlet elforbruk i 2007 utgjør 40 TWh. Intensiteten er en trendforlenging av den effektivisering som har skjedd både som en konsekvens av endrede energipriser, innstramming av regelverk, mer energieffektivt utstyr og endret adferd. Til sammenlikning har den samlede energiintensiteten (for alle energivarer) for Norge falt med 29 prosent i perioden 1990-2009 (SSB), noe som til-

Tabell 12.2 Framskrivning av elektrisitetsforbruk i ulike næringer i Nasjonalbudsjettets referansebane, TWh/år

	2007	2030	2050
Netto innenlands forbruk	114,9	134,8	153,0
Kraftintensiv industri	33,8	33,8	33,8
Alminnelig forsyning	81,1	101,0	119,2
Hvorav:			
Primærnæringer	2,0	1,4	1,0
Treforedling	5,5	5,2	7,9
Annen industri og bergverk	9,4	11,4	15,8
Andre næringer	2,8	8,5	6,4
Innenlandsk samferdsel	2,2	3,2	4,0
Privat tjenesteyting	15,1	21,4	29,5
Off.adm. og tjenesteyting	9,1	11,7	13,1
Husholdninger	34,9	38,2	41,4

Kilde: Finansdepartementet

svarer 1,2 prosent per år. Produksjonen av varer og tjenester vokser med 1,7 prosent per år.

Aktiviteten i industrien vokser i perioden, men det totale elforbruket i industrien antas å bli tilnærmet uendret fram mot 2030 og 2050 fordi økt energieffektivitet veier opp for veksten i næringen. Siden elintensiteten i tjenesteytende næringer er lavere enn i industrien, trekker utviklingen samlet sett i retning av lavere elintensitet for norsk næringsliv. Elintensiteten øker i petroleumssektoren. Det skyldes at forbruket av elektrisitet per produsert enhet øker når man går over fra oljeproduksjon til gassproduksjon og til produksjon på mer modne og marginale felt. Økt elektrifisering på sokkelen er ikke lagt inn i referansebanen.

Tabell 12.3 viser utvikling i elintensitet og vekst i produksjon for perioden 2007-2050. Lavere forbruk enn i referansebanen representerer en sterkere reduksjon i elintensitet, eller et lavere nivå på produksjon og verdiskaping.

Nærmere om utviklingen i alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning omfatter forbruket i husholdninger, landbruk og tjenesteyting, samt industri som ikke er definert som kraftintensiv.

Primærnæringer, som omfatter jordbruk, skogbruk, fiske og oppdrett, hadde et elforbruk på 2 TWh i 2010. En stor andel av elforbruket er

knyttet til veksthus og oppdrettsanlegg. Referansebanen anslår en reduksjon i elforbruket i primærnæringene på 1,2 prosent per år.

Restindustri omfatter industri som ikke er definert som kraftintensiv. Foreløpige tall for 2010 viser et elforbruk på 9 TWh (utenom treforedling). Denne næringsgruppen består av alt fra næringsmiddelindustri til bygging av skip og plattform, og både energi- og elintensiteten i disse produksjonsprosessene er svært ulike. Referansebanens anslag for utvikling i elintensitet i ulike bransjer i restindustrien er vist i tabell 12.4.

Samlet ventes det en årlig vekst i elektrisitetsforbruket på 1,2 prosent per år i restindustrien. Det er næringsmiddelindustrien og verkstedsindustrien som har sterkest produktivitsvekst og som trekker veksten i elforbruket opp. Strukturendringer innen næringsgruppen vil påvirke elforbruket og dermed også intensiteten.

Tabell 12.5 viser referansebanens anslag for utvikling i elintensitet for enkelte tjenesteytende næringer. Tjenesteytende sektor omfatter næringer som helse og omsorg, undervisning, bygg og anlegg, kraft og vannforsyning, samt transport. Sektoren hadde et elforbruk på 29 TWh i 2010. Produksjonen i forretningsmessig tjenesteyting (kontornæringer) er typisk lite elintensiv. Jernbanetransport og transport (overføring) av elektrisitet har betraktelig høyere elintensitet. I referansebanen er det lagt inn en årlig vekst i forbruket på

Tabell 12.3 Endringer i produksjonsverdi, elektrisitetsforbruk og elintensitet i Nasjonalbudsjettets referansebane, prosent per år, 2007-2050.

	Endring i produksjon	Endring i elektrisitets-forbruk	Endring i elintensitet
Primærnæringer	0,7	-1,4	-2,1
Treforedling	2,1	0,8	-1,3
Kraftintensiv industri	1,0	0,0	-1,0
Annen industri	2,3	1,2	-1,1
Produksjon og overføring av elektrisitet	0,5	0,5	0,0
Utvinning råolje og gass, utenriks sjøfart	-1,2	1,7	2,9
Bygg og anlegg	1,9	2,3	0,4
Varehandel	2,9	1,9	-0,9
Transport	2,2	1,3	-0,9
Annen tjenesteyting	1,8	1,1	-0,6

Kilde: Finansdepartementet

1,4 prosent, mens produksjonsveksten er 2,4 prosent. Også her vil strukturendringer kunne endre intensiteten i begge retninger.

For husholdningene var den årlige vekstraten i perioden 2000-2009 på 0,4 prosent per år. Dette er identisk med vekstraten som er lagt til grunn i referansebanen. I 2010 hadde husholdningene et elforbruk på 40 TWh i 2010, noe som var en betydelig økning fra nivået i 2009 på 36 TWh. Dette

skyldes først og fremst økt bruk av elektrisitet til oppvarming fordi 2010 var et kaldt år. Årlig vekstrate for perioden 2000-2010 blir derfor 1,3 prosent.⁶ Sammenhengen mellom vekst i konsum av

⁶ Også sett over en tveårsperiode har ett år med høyt forbruk stor betydning for gjennomsnittlig årlig vekstrate. Årlig vekstrate i perioden 1990-2009 er for eksempel 0,9 prosent, mens den for perioden 1990-2010 er 1,3 prosent på grunn av det høye forbruket i 2010.

Tabell 12.4 Endring i produksjonsverdi, elektrisitetsforbruk og elintensitet i restindustri i referansebanen, prosent per år, 2007-2050

	Endring i produksjon	Endring i elektrisitets-forbruk	Endring i elintensitet
Prod. av andre konsumvarer	2,2	1,9	-0,3
Foredling av fiskeprodukter	2,7	1,8	-0,8
Foredling av kjøtt og meieriprod.	2,4	1,2	-1,1
Prod. av tekstil og bekledning	3,4	2,7	-0,7
Prod. av trevarer	2,4	0,8	-1,5
Grafisk produksjon	2,1	0,8	-1,3
Raffinering av jordolje	0,4	0,0	-0,4
Prod. av verkstedprodukter	3,4	1,8	-1,6
Prod. av skip mv	-0,1	-2,2	-2,2
Prod. av oljeplattformer mv	0,0	-0,4	-0,5

Kilde: Finansdepartementet

Tabell 12.5 Endring i produksjonsverdi, elektrisitetsforbruk og elintensitet i referansebanen for utvalgte tjenesteytende næringer, prosent per år, 2007-2050

	Endring i produksjon	Endring i elektrisitets-forbruk	Endring i elintensitet
Bygg og anlegg	1,9	2,3	0,4
Varehandel	2,9	1,9	-0,9
Landtransport	2,1	0,9	-1,2
Annen privat	1,6	1,1	-0,4
Undervisning	1,2	0,5	-0,7
Helse og omsorg	2,0	1,3	-0,7

Kilde: Finansdepartementet

varer og tjenester og forbruk av elektrisitet i husholdningene er blitt svakere det siste tiåret. Konsum av varer og tjenester er antatt å vokse med 3,3 prosent per år. Med en årlig vekst i elektrisi-

tetsforbruket på 0,4 prosent, innebærer dette en reduksjon i elintensiteten på 2,8 prosent per år. Det ventes med andre ord at svært lite av velstandsutviklingen tas ut i økt elforbruk.

Kapittel 13

Infrastruktur for energi – fjernvarme og nettutbygging

I dette kapitlet gis det en gjennomgang av den norske infrastrukturen for transport av elektrisitet og fjernvarme. Det er mange andre typer infrastrukturer som kunne vært nevnt i et kapittel om transport av energi. Et eksempel er transport av gass til bruk i husholdninger og transportsektoren. Siden bruken av gass i Norge er begrenset, blir ikke dette videre omtalt i kapitlet.

Utviklingen i både produksjon og forbruk av elektrisitet og fjernvarme avhenger av en rekke forhold, som for eksempel konjunkturer, nærings-sammensetning, teknologisk utvikling, demografi, klimautvikling og energi- og kraftpriser. Store deler av overføringsnettet for både elektrisitet og fjernvarme kan ha en teknisk levetid på mer enn 40–50 år. Kraftnettet som skal betjene oss i 2030 består for det meste av det som allerede står der i dag. Resten må planlegges i inneværende tiår. Og nettet i 2030 vil uansett være grunnstammen i nettet som betjener oss i 2050. Utfordringen er at ingen vet noe særlig presist om hvordan transportbehovet for kraft vil være i 2050. Infrastrukturen må derfor utvikles for å være hensiktsmessig i ulike utviklingsbaner for energibruk og energimiks.

Norsk kraftproduksjon er i hovedsak basert på stedbundne ressurser som ligger langt unna de store forbrukspunktene. Sentralnettet i Norge har derfor mange og lange overføringsledninger som går mellom produksjonsressurser og forbruksområder. Heller ikke de fornybare kraftressursene, som vi kan utvikle framover, er lokalisert der brukerne er. For å få kraften fram til forbruket er derfor overføringsnettet helt avgjørende. Elektrisitet spiller en stadig viktigere rolle i alle deler av samfunnet og avhengigheten til elektrisitet er ventet å øke i årene framover. Dette stiller økende krav til en sikker kraftforsyning og et robust overføringsnett for strøm.

Fjernvarmen i Norge er en lokal forsyning, som bidrar til en mer robust energiforsyning. Fjernvarme og lokal varme basert på termisk energi gir et nødvendig supplement til elektrisiteitsforsyningen ved å avlaste strømmettet. Utbyg-

ging av fjernvarmenett er en del av planleggingen for framtidens byer, for å utnytte overskuddet av fornybar varme som ellers går til spille.

I et langsiktig perspektiv som 2050 kan det komme teknologiske endringer som kan endre behovet for nettutbygging slik vi kjenner den i dag.

13.1 Kraftnettet i Norge

Kraftnettet transporterer elektrisk kraft fra kraftverk til forbruker i de mengder og på det tidspunkt kundene ønsker. Kraftforbruket varierer betydelig over året og over døgnet. Kraftnettet må være sterkt nok til å klare forbruket når det er størst, for eksempel kl 8:00 en sprengkald tirsdag i januar. Transportsystemet for kraft består av ledninger som er bundet sammen med transformatorstasjoner og koblingsanlegg. Ledning som henger i mast kalles luftlinje, mens ledning som graves ned eller ligger i sjøen kalles kabel.

Transformatorstasjonene endrer spenning fra et nivå til et annet. Distribusjonsnett er de lokale nettene som fordeler kraft til sluttbrukerne, som husholdninger, tjenesteyting og mindre industri. De fleste kraftverkene derimot er tilknyttet sentralnettet hvor spenningen de fleste steder er 300 eller 420 kV. Storparten av den kraftintensive industrien er også tilknyttet sentralnettet. Regionalnettene er bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettene. En del mindre kraftverk er tilknyttet regionalnett, og små kraftverk kan være tilknyttet distribusjonsnettet.

Av den totale lengden på det elektriske kraftnettet representerer distribusjonsnettet om lag 91 prosent, regionalnettet om lag 6 prosent og sentralnettet om lag 3 prosent. Nettet i Norge består både av radialer og masket nett. Et masket nett er et nett med flere «inn og utganger», mens en radial er en direkte enkeltstående linje som er koblet til et sted i nettet. Radialer kan både være produksjonsradialer (linje fra et produksjonsanlegg til nettet) og forbruksradialer (linje fra nettet

Boks 13.1 Sentrale størrelser i kraftnettet

Sentralnettet

11 000 km (2009-tall), hvorav om lag 0,5 prosent er jordkabler og 0,5 prosent er sjøkabler. Statnett eier om lag 90 prosent av sentralnettet. Andre store eiere av sentralnett er BKK Nett AS (ledninger og stasjoner inn mot og i Bergensområdet), SKL Nett AS (ledninger og stasjoner i Sunnhordland), Lyse Elnett AS (ledninger og stasjoner inn mot og i Stavangerområdet) og Hafslund Nett AS (kabler i Oslo).

Regionalnettet

Om lag 19 000 km, hvorav om lag 6 prosent er jordkabler og 1,6 prosent er sjøkabler. De største regionalnettseierne er Hafslund Nett AS, Eidsiva Nett AS og Skagerak Nett AS med over 1 000 km hver. 12 selskaper eier mer enn 500 km.

Distribusjonsnettet

Om lag 305 000 km, hvorav om lag 45 prosent er jordkabler og 0,7 prosent er sjøkabler. De største eierne i distribusjonsnettet er Hafslund Nett AS, BKK Nett AS, Agder Energi Nett AS, Skagerrak Nett AS og Eidsiva Nett AS. Nettet i Norge hadde i 2009 om lag 130 000 fordelingstransformatorer, med en samlet installert ytelse på om lag 40 000 MVA. Videre hadde man om lag 2 000 hovedtransformatorer og 323 innføringstransformatorer.

Selskapene som eier og driver distribusjonsnett, regionalnettet og sentralnettet kalles nettselskaper. Av de totalt 156 nettselskapene i Norge er om lag en fjerdedel rene nettselskaper, en fjerdedel driver med omsetning og nettvirksomhet, en tredjedel er integrerte produksjons-, omsetnings- og nettselskaper innen samme juridiske enhet, mens den resterende sjettedelen driver med kun produksjon og nettvirksomhet. De fleste nettselskapene er helt eller delvis eid av en eller flere kommuner. Statnett SF er eid av den norske stat gjennom Olje- og energidepartementet. Antall nettselskaper har gått litt ned de siste 15 årene, spesielt så vi en del fusjoner rundt år 2000. Eksempelvis hadde vi i 1996 229 nettselskaper og i 2003 161 nettselskaper. Om lag 45 prosent av nettselskapene har færre enn 5 000 sluttbrukerkunder, 18 prosent har færre enn 2 000 sluttbrukerkunder, mens om lag fem prosent har over 100 000 sluttbrukerkunder.

Totalt ble det i 2010 foretatt investeringer for 1,1 milliarder kroner i sentralnettet, 0,98 milliarder kroner i regionalnettet og 3,65 milliarder kroner i distribusjonsnettet.

Nettvirksomheten i Norge hadde ved utgangen av 2010 en samlet bokført verdi på om lag 59 milliarder kroner. 16 av landets 156 nettselskaper hadde en avkastning under 4 prosent i 2010, mens 17 hadde en avkastning på over 15 prosent. Gjennomsnittlig avkastning i nettbransjen var i 2010 på 9,6 prosent.

til et forbruksuttak, for eksempel et mindre tettsted). Hoveddelen av sentralnettet og deler av regionalnettet er masket nett.

Statnett er ansvarlig for drift, vedlikehold og utvikling av sentralnettet og forbindelsene til utlandet. Det er Statnett som har det overordnede ansvaret for til enhver tid å opprettholde effektbalansen i Norge. Statnett sammenstiller samlet planlagt produksjon fra den enkelte produsenten og samlet forbruk med det faktiske, og legger dermed til rette for at et åpent kraftmarked kan fungere.

Gjennom dereguleringen av kraftsektoren på begynnelsen av 1990-tallet, og et sterkere fokus på effektivisering av nettmonopolene, har investeringene i både kraftproduksjon og kraftnett blitt bety-

delig redusert til tross for en fortsatt vekst i kraftforbruket. Dette har medført at det eksisterende nettet har blitt stadig bedre utnyttet gjennom de siste 15 år. Potensialet for å øke utnyttelsen av eksisterende system er i all hovedsak uttømt.

Norge er et langstrakt land med svake forbindelser i nettet nordover. Nettet fra Nordland og nordover er derfor svært avhengig av et godt fungerende fysisk samspill med våre naboland. Samarbeidet med Sverige står i en særstilling, og det er flere viktige forbindelser mellom landene. Det ville være nærmest umulig å opprettholde akseptabel forsyningsikkerhet i nord uten dette samarbeidet.

Både det norske og svenske nettet er bygget opp for å transportere elektrisitet fra vannkraft-

verk i områder med lite forbruk til områder hvor forbruket er større enn produksjonsressursene. I Sverige er det store produksjonsressurser nord i landet, og det er derfor også åtte sentralnettsledninger som går i nord-sør retning. I motsetning til dette er det generelt få forbindelser som går nord-sør i Norge. På Vestlandet mellom Boknafjorden og Sognefjorden er det én gjennomgående sentralnettsledning fra nord til sør. Mellom Sør-Norge og Midt-Norge er det i dag en ledning mens det fra Midt-Norge til Nordland er to ledninger.

Utvekslingskapasiteten med Sverige er i dag om lag 3600 MW. Driften av kraftsystemet i Norge henger dermed tett sammen med forhold i Sverige. I dette felles systemet går kraftflyten minste motstands vei og for eksempel transporteres i perioder en del av kraftproduksjonen nord i Norge gjennom det sterke nord-sør nettet i Sverige.

Et annet kjennetegn ved Norge er den spesielle topografien med lang kystlinje, mye fjell og store områder med spredt bosetning. Flere områder er også værharde med både sterk vind og store snømengder. Dette stiller andre krav til nettutbygging i Norge sammenlignet med land som for eksempel er flatere og mindre utsatt for vær og vind.

13.1.1 Effektkrav

Effektbalansen er forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på ett bestemt tidspunkt, mens energibalansen forteller om kraftsystemet har kapasitet til å dekke etterspørselen over tid. Effektbalansen legger sterkere føringer på dimensjoneringen av strømmettet enn energibalansen. Strømmettet må være sterkt nok til å håndtere det løpende forbruket – også i det øyeblikket forbruket er høyest. Nettet har begrenset effektkapasitet, som begrenser hvor mye elektrisk effekt som kan overføres uten at tapet øker betraktelig og i ytterste konsekvens at nettkomponenter ødelegges eller utgjør en fare for omgivelsene. Ulike typer vern og brytere (systemvern) brukes for å sørge for at komponenter frakobles slik at de ikke ødelegges av for høy belastning.

13.1.2 Leveringskvalitet

Alle som er tilknyttet det norske kraftsystemet påvirkes i større eller mindre grad av kvaliteten på den strømmen som blir levert. Leveringskvalitet er et samlebegrep som omfatter pålitelig levering av strøm, spenningskvalitet og ikke-tekniske elementer som kundeservice og informasjon. Leve-

Boks 13.2 Nettplan Stor-Oslo

En av hovedutfordringene for kraftsystemet i Øst-Norge er forsyningssikkerheten i Oslo-fjordområdet. Spesielt har effektbehovet i Oslo-regionen økt kraftig de senere årene og sentralnettet er sterkt belastet. Store deler av infrastrukturen er dessuten gammel og har omfattende behov for oppgradering. Det er derfor behov for å styrke ledningsnettet inn mot Oslo og Akershus. Utfordringen er å utvikle nettet for å møte regionens behov, samtidig som man oppnår lokal aksept for de anleggene som må bygges. Blant annet er tilstrekkelig areal en utfordring, siden befolknings tettheten i Oslo og Akershus er høy.

Statnett har i tett samarbeid med Hafslund satt i gang arbeid med en langsiktig overordnet plan for utviklingen av kraftnettet i regionen, en såkalt «Masterplan for Oslo og Akershus». I tillegg har de fått hjelp fra Enova SF med å analysere forbruksutviklingen framover. Statnett og Hafslund ønsker å ha en åpen prosess med andre interessenter, kommuner og fylker. Målet er å etablere et bilde av nettet i 2050, og utvikle en plan for nettutviklingen med forslag til konkrete tiltak som må iverksettes i første tiårsperiode. Fokus er på økt forsyningssikkerhet, økt verdiskaping, bedre klimaløsninger og mindre påvirkning på lokalmiljø.

ringskvaliteten er regulert i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Forskriften har som formål å «bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet».

13.2 Nettet som regulert naturlig monopol

13.2.1 Store faste kostnader – lave kostnader ved bruk

Et naturlig monopol kjennetegnes ved store faste og lave variable kostnader som gir fallende gjennomsnittskostnader ved økende produksjon av en vare eller en tjeneste. Brorparten av kostnadene i nettet (både når det gjelder fjernvarme og kraft) er faste kostnader knyttet til å bygge ut og ved-

likeholde de fysiske anleggene. De variable kostnadene ved bruk av nettet er først og fremst overføringstap, som utgjør en beskjeden del av de samlede nettkostnadene. Se mer om nettap i avsnitt 13.4.3. Det er derfor små kostnader knyttet til å øke utnyttelsen av eksisterende overføringsnett, inntil utnyttelsen når kapasitetsgrensen.

Når det er knapphet på overføringskapasitet kan prisen på bruken av nettet sørge for at kraftflyten holdes innenfor akseptable grenser. I praksis er dette aktuelt i sentralnettet, hvor en benytter prisområder. Prisforskjellene på kraft økes inntil forbruk og produksjon er justert så mye at overføringen av kraft ligger innenfor kapasitetsgrensen, se også avsnitt 13.3.1. Når det ikke er overføringsbegrensninger mellom områdene er prisene like. Knapphet på overføringskapasitet slår på den måten ut i selve energiprisene, i stedet for på nettleien.

I framtiden kan automatiske måle- og styrings-systemer (AMS) gjøre det mulig å styre mer av forbruket i forhold til kraftpris og i forhold til belastningen i det lokale nettet, se avsnitt 13.4.4.

13.2.2 Fallende gjennomsnittskostnader for overføringskapasitet

Når man sammenlikner nett med ulik kapasitet, ser man ofte at gjennomsnittskostnaden per MW overføringskapasitet faller når man velger en større kapasitet. Dette skyldes at man kan øke kapasiteten relativt billig ved å utvide tverrsnittet på lederne, henge flere liner på samme masterekke, eller ved velge et høyere spenningsnivå. Ofte er det usikkerhet om framtidig overføringsbehov, for eksempel om næringsutviklingen kan gi økt etterspørsel etter strøm i et område. Med en slik usikkerhet kan det være optimalt å dimensjonere nettet med overkapasitet i forhold til dagens kjente behov. Merkostnaden ved å øke kapasiteten når man først bygger kan være langt mindre enn merkostnaden ved senere tiltak for å øke kapasiteten.

Fallende enhetskostnader betyr at det ikke er lønnsomt å bygge konkurrerende parallelle overføringsnett. Overføringsnettet oppfattes som et naturlig monopol. Man har derfor valgt å organisere nettvirksomheten slik at hvert nettselskap har enerett på drift og bygging av nett i et begrenset geografisk område. Produsenter og forbrukere har dermed ikke mulighet til å velge mellom ulike nettselskaper. For å motvirke de uheldige konsekvensene fravær av konkurranse kan gi, er nettvirksomheten strengt regulert av energimyndighetene.

13.2.3 Regulering av nettselskapene

Det er i hovedsak de direkte reguleringene av nettselskapene som skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte. Eksempler på direkte reguleringer er leveringsplikten, plikten til å holde anlegg i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for skogrydding, vedlikehold og modernisering som sikrer en tilfredsstillende leveringskvalitet, og tilknytningsplikten, se 13.2.4.

Gjennom den såkalte inntektsrammereguleringen (indirekte regulering) fastsetter energimyndighetene maksimalt tillatt inntekt for hvert enkelt nettselskap, noe som begrenser tariffene oppad. På denne måten sikres det at kundene ikke betaler for mye (monopolpriser) for bruk av nettet. Inntektsrammereguleringen skal også sikre at nettselskapene driver effektivt og gjennomfører samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer, samtidig som den skal sikre selskapene en rimelig avkastning på investert kapital over tid, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Hvert nettselskaps inntektsramme bestemmes dels av selskapenes faktiske kostnader fra to år tilbake (40 prosent vekt), og dels av normkostnaden for nettvirksomheten (60 prosent vekt). Kostnadsnormmodellene skal fange opp hvor gode selskapene er til å investere i og til å drifte selskapet. Normkostnaden for det enkelte selskap er basert på sammenlignende analyser hvor det beregnes hvor store kostnader de beste selskapene med tilsvarende utfordringer ville ha hatt.

13.2.4 Koordinering av nett, produksjon og forbruk

Koordinering av investeringer i nett, produksjon og forbruk er en utfordring. Innføringen av tilknytningsplikten i 2010 var særlig viktig for å få til en bedre koordinering enn tidligere. Tilknytningsplikten innebærer at ethvert nettselskap må knytte til seg ny produksjon og nytt forbruk som måtte oppstå i deres område, og gjør at forbruk bare i ekstraordinære tilfeller kan nektes nettilknytning. For produksjon innebærer tilknytningsplikten at alle samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekt har rett til å knyttes til nettet. Dersom nettselskapet mener løsningen ikke er samfunnsmessig rasjonell, må dette dokumenteres og selskapet kan søke om unntak. For både forbruk og produksjon kan tilknytning først skje når eventuelle tiltak som gjør tilknytningen driftsmessig forsvart er gjennomført.

Boks 13.3 Samordning av vindkraft og nett på Fosen

I 2010 ga NVE konsesjon til en ny 120 km lang 420 kV kraftledning fra Namsos via Roan til Storheia transformatorstasjon, 62 km ny 132 kV kraftledning og fire vindkraftverk på Fosen. Samtidig skal 40 km eksisterende kraftledning saneres. NVE la vekt på å koordinere behandlingsprosessen av de 27 meldingene og søknadene om vindkraftverk som forelå og samordne dette med behandlingen av tilhørende kraftledninger. NVE mener det ga god kunnskap om samlede regionale virkninger av prosjektene. Konsesjonsbehandlingen på Fosen innebar 30 folkemøter, 35 møter med lokale og regionale myndigheter og konsultasjon med Sametinget og reindriftsnæringen. Samordnet konsesjons-

behandling har medført lang behandlingstid, men krav om samtidighet har gitt muligheten til å vurdere hva som er den mest fornuftige totalpakken. NVE har kunnet prioritere mellom alle prosjektene, og den løsningen NVE har gitt konsesjon til, innebærer blant annet at en i framtiden unngår parallelle regional- og sentralnett mellom Åfjord og Roan. Samordningen har også bidratt til mindre usikkerhet og større forutsigbarhet. I utgangspunktet var det 27 vindkraftprosjekter hvorav fire fikk konsesjon. Flere av NVEs vedtak er imidlertid påklaget til OED, og klagebehandlingen vil avgjøre hva den endelige totalløsningen blir.

Hvor nytt forbruk eller produksjon etableres kan ha stor betydning for nettkostnadene. Der som det er ledig kapasitet i nettet kan produksjon eller forbruk knyttes til uten vesentlige kostnader, men dersom det er store flaskehals før nyetableringer vil ny produksjon eller nytt forbruk kunne kreve store nettinvesteringer. Det er gunstig å etablere ny fornybar kraftproduksjon i områder hvor det er ledig nettkapasitet, planer om nettinvesteringer eller utsikter til vekst i forbruket. Et viktig tiltak for å få til denne koordineringen er at NVE i konsesjonsbehandlingen av vindkraft og vannkraft tar hensyn til nettkapasiteten i området. Prosjekter i områder hvor rask nettilknytning er mulig, prioriteres i konsesjonskøen. Når det er hensiktsmessig behandles søknader om nett og produksjon koordinert. Konsesjonsbehandlingen av vindkraftprosjekter gjøres i hovedsak regionvis og samordnes med konsesjonsbehandlingen av nødvendig anlegg for nettilknytning. Et eksempel er vindkraftprosjekt og bygging av ny 420 kV ledning på Fosen, se boks 13.3.

13.3 Fordeling av kostnader og inntekter i nettet

Kostnadene for nettet betales av brukerne gjennom tariffene (nettleien). Den myndighetsfastsatte maksimalt tillatte samlede inntekten for nettselskapene setter grenser for hvor høye tariffene kan være, se figur 13.1. Maksimal tillatt inntekt består av selve inntektsrammen og av kostnader som kan dekkes inn som et tillegg, blant annet

nettleie til overliggende nett og eiendomsskatt. Kostnadene ved produksjonsrelaterte nettanlegg skal dekkes av produsenten og ikke inngå i tariffgrunnlaget for uttak.

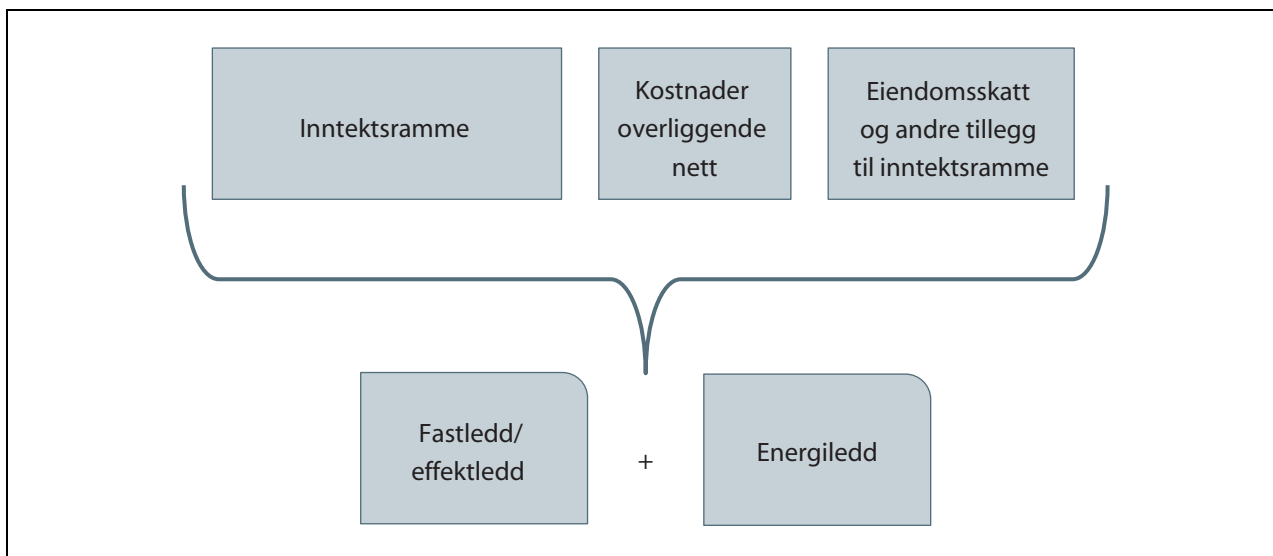
13.3.1 Tariffer

Nettselskapet har flere kundegrupper: husholdninger, næringskunder, industri og produksjon. Ved differensiering av nettleien mellom kundegrupper skal det legges til grunn objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold. Dette vil typisk være kriterier som maks effektuttak (i MW) og antall brukstimer gjennom året.

Tariffene legges på både uttak av kraft (forbruk) og innmating av kraft (produksjon) og er satt sammen av flere ledd. Nettleien skal i størst mulig grad reflektere kostnadene i overføringsnettet.

Nettselskapenes nettleie skal i tråd med regelverket bestå av bruksavhengige tariffledd som varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi (energiledd), og andre tariffledd (fastledd og effektledd). Regelverket krever at fastleddet i distribusjonsnettet minimum dekker de kundespesifikke kostnadene, det vil si kostnader til måling, avregning, fakturering og lignende. Energileddet skal minimum dekke de marginale tapskostnadene (det vil si de kostnadene som oppstår i form av økte tap når man ved en gitt belastning tar ut en ekstra kWh).

Nettleien varierer mer mellom ulike områder enn hva kraftprisen gjør. I 2009 varierte kostna-



Figur 13.1 Hvordan fastsettes tariffene

dene i distribusjonsselskapene fra om lag 10 øre/kWh til om lag 70 øre/kWh. Store forskjeller i nettleien mellom ulike netteiere skyldes som regel ulike rammebetingelser, som topografiske og klimatiske forhold. Samtidig vil det som regel koste mer å forsyne et område med spredt bebyggelse enn et tettbygd område. En utjevningsordning finansiert over statsbudsjettet gir nettselskapene med de høyeste overføringskostnadene et årlig tilskudd som benyttes til tariffreduksjon. Bevilgningen til utjevningsordningen er doblet fra 60 til 120 millioner kroner i 2012.

Sentralnettstariffen

Energileddet i sentralnettet fastsettes ut fra beregnede, marginale tapssatser for hvert enkelt utvekslingspunkt multiplisert med systempris. Innmatning eller uttak kan være gunstig for sentralnettet ved å bidra til å redusere tapet. I slike tilfeller er tapssatsen og dermed energileddet negativt, og brukeren får betalt for innmatning eller uttak. For en forbruker som vurderer alternative lokaliseringer, vil energileddet isolert sett bidra til at den nettmessig sett beste lokaliseringen velges.

K-faktormodellen brukes i dag til å beregne avregningsgrunnlaget for faste ledd til forbrukere i sentralnettet. Modellen tar hensyn til at behovet for nettkapasitet er lavere jo jevnere forbruket er over døgnet og året og jo nærmere forbruket ligger produksjonen. Statnett deler kundene i sentralnettet i tre grupper: produksjon, kraftintensiv

industri (KII) og øvrig forbruk. KII omfatter i noen tilfeller også petroleumsrelatert forbruk.

EU har satt et øvre tak for innmatingsstariffene i ulike områder. Begrunnelsen er et ønske om å harmonisere tariffene for å sikre mer like konkurransevilkår, samt bidra til riktigere insentiver til ny produksjon. Dette betyr for Nordens og Norges del at innmatningsstariffen ikke kan være høyere enn 0,8 øre/kWh.

Prisområder

Når ønsket kraftoverføring mellom ulike områder av landet er større enn overføringskapasiteten, må produksjon og forbruk justeres slik at kraftflyten ikke overstiger kapasiteten. Det viktigste virkemiddelet for å oppnå dette er prisområder.

Siden kraften flyter fra lavprisområdet til høyprisområdet, får netteier en inntekt. Denne inntekten kalles ofte flaskehalsinntekt og er lik prisforskjellen mellom områdene ganget med volumet som overføres. Flaskehalsinntekten tilfaller sentralnettet. Det er satt et tak for sentralnettets samlede inntekter fra tariffen og flaskehalsinntekt. Når flaskehalsinntektene øker blir derfor andre tariffen lavere.

Energileddet kan sammen med prisforskjeller mellom områder påvirke hvor man lokaliserer større forbruksenheter (KII) og hvor man bygger ut ny kraftproduksjon. Det er først og fremst forventninger om langsiktige og systematiske prisforskjeller og forskjeller i energiledd som kan ha en virkning på lokaliseringen.

13.3.2 Anleggsbidrag

I tillegg til tariffen kan nettselskapene fastsette anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder (dersom disse etterspør økt kapasitet). Formålet med anleggsbidraget er å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning for de aktuelle kundene.

Både kraftprodusenter og forbrukere kan bli pålagt å betale anleggsbidrag.

Den delen av anleggskostnaden som ikke dekkes av kunden som utløser investeringen, for eksempel som følge av en større dimensjonering av anlegget enn det kunden etterspør, og som dekkes av nettselskapet, vil bidra til å øke nettselskapets inntektsramme. Økt inntektsramme innebærer at kostnaden fordeles ut på nettselskapets kunder gjennom en høyere nettleie.

NVE har hatt på høring et forslag om endringer i kontrollforskriften som gir nettselskapene adgang til å kreve anleggsbidrag også i masket nett. En slik endring ville føre til at adgangen til å ta anleggsbidrag ville bli betydelig større enn i dag. I dag kan det bare kreves anleggsbidrag for radielt nett, se avsnitt 13.1.

Den viktigste begrunnelsen for NVEs forslag er et behov for å gi mer korrekte prissignaler ved tilknytninger i maskete nett. Internalisering av nettkostnader gir en bedre rangering av prosjekter etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet og forenkler NVEs konsesjonsbehandling.

Motstanden mot å utvide adgangen til å ta anleggsbidrag er størst blant kraftprodusenter og interesseorganisasjoner som framhever at forslaget vil bremse utbyggingen av fornybar energi og at det strider mot klima-, energi- og miljøpolitiske mål. Flere har fremhevet risikoen for ulik praktisering mellom nettselskap i ulike deler av landet. I tillegg er det ønskelig med harmoniserte regler og praksis for bruk av anleggsbidrag i et felles norsk-svensk elsertifikatmarked. Det er i dag ikke praksis for anleggsbidrag i masket nett i Sverige.

13.4 Teknologi

13.4.1 Likestrøm og vekselstrøm

I stikkontakten har vi vekselstrøm. Det betyr at de to lederne i kontakten hele tiden skifter mellom positiv og negativ. Vekselstrøm er nyttig og praktisk i de aller fleste husholdningsapparater. Alternativet til vekselstrøm er likestrøm. Har man behov for å overføre store mengder kraft (flere tusen MW) over lange avstander (flere hundre

km) brukes ofte likestrøm. Fordelen er at flyten på ledningen kan styres, at overføringstapet blir mindre og at en klarer seg med to i stedet for tre ledere som man må ha med vekselstrøm. Ulempen er at kraft produsert som vekselstrøm må omformes til (og fra) likestrøm. Slike omformere er kostbare, plasskrevende og har et visst energitap.

13.4.2 Kabelteknologi

I distribusjonsnettet er andelen jord- og sjøkabel om lag 45 prosent, mens den i regional- og sentralnettet er om lag 3 prosent. Dette henger sammen med at kostnadene for kabling er høyere på de høyere spenningsnivåene enn på de lavere spenningsnivå. Årsaken til dette er i hovedsak de teknologiske utfordringer som ligger i framstillingen av kabler på høyere spenningsnivå. Det er særlig behovet for å isolere kablene mot kortslutninger som bidrar til at kostnadene øker dramatisk med økende spenningsnivå. Andelen av kabel er ellers mye større i byområder enn i landlige områder. Dette skyldes i all hovedsak utfordringene ved å føre frem plasskrevende nettanlegg i tettbebygde strøk.

De fire vanligste kabeltypene for overføring av elektrisk kraft ved høy spenning er oljekabel, PEX-kabel, masseimpregnert kabel og Polymer DC-kabel. De to sistnevnte anvendes til likestrøm. Oljekabelen er isolert med oljeimpregnert papir og anvendes både til likestrøm og vekselstrøm. PEX-kabelen har polyten som isolering og benyttes bare til vekselstrøm.

Det grunnleggende kravet til en kabelforbindelse er evnen til å overføre kontinuerlig en viss effekt, samt å klare en viss kortvarig overlast som kan oppstå, for eksempel ved forstyrrelser i sentralnettet. Overføringsevnen til en kabel bestemmes av den maksimale oppvarmingen som kan tolereres uten at isolasjonen tar skade.

Sjøkabler skjøtes på land til en landkabel eller avsluttes i et muffehus for tilkobling til en luftlinje. For oljekabler trengs også oljetrykkanlegg i begge ender.

Sjøkabler på store dyp stiller spesielle utfordringer. Det må være mulig å hente opp kablet dersom det oppstår en feil. Ligger den på for eksempel 1000 meters dyp, blir den del av kablet som må opp fra sjøbunnen svært lang (flere tusen meter). Da blir det nødvendigvis en høy vekt som skal heves, og vekten betyr samtidig en stor strekkbelastning på delene som henger fritt i sjøen. NorNed-forbindelsen mellom Norge og Nederland på 587 km er per i dag verdens lengste

Boks 13.4 Kostnader for nett

Sentralnett (420 kV):

Luftledning: 5 til 6 millioner kroner/km.
Vekselstrøm sjøkabel: 50 til 80 millioner kroner/km.
Transformatorstasjon: 200 til 300 millioner kroner

I sentralnettet er tommelfingerregelen for kostnadsforholdet mellom sjøkabel og luftledning 10:1

Regionalnett (66-132 kV):

Luftledning: 0,5 til 2 millioner kroner/km
Jordkabel: 1 til 12 millioner kroner/km.
Sjøkabel: 6-15 millioner kroner/km
Transformatorstasjon: 5-40 millioner kroner

I regionalnettet er tommelfingerregelen for kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning 5:1.

Boks 13.5 Kraft fra land

Fra 1997 har kraft fra land vært vurdert for alle nye utbygginger og større ombygginger på kontinentalsokkelen. Troll A-plattformen var den første installasjonen på kontinentalsokkelen som ble drevet med kraft fra land. Feltene Ormen Lange, Snøhvit og Gjøa er senere forsynt med elektrisitet. Valhall og Goliat vil få kraft fra land når de kommer i drift. Valhall vil være den installasjonen som får den lengste kabelforbindelsen til land. Kraftforsyningen skjer via en ny 292 kilometer lang kabel som legges fra Lista og ut til feltet. I tillegg får også landanleggene på

Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden og Nyhamna helt eller delvis kraft fra nettet. I dag brukes om lag 4,7 TWh elektrisitet i petroleumssektoren (SSB: Energibalansen).

Det er en mye mindre strømmengde som overføres på forbindelsene som gir kraft fra land, enn på de tradisjonelle forbindelsene i sentralnettet. Troll A har for eksempel et effektbehov på 80 MW. Den totale kapasiteten for kabelen til Valhall er 78 MW. Til sammenligning vil den planlagte linjen mellom Sima og Samnanger få en overføringskapasitet på 1400 MW.

likestrømsoverføring med kabel. Største dybde er 410 meter, men store deler ligger i relativt grunt vann.

Merkostnadene ved jord- og sjøkabel i forhold til luftlinje er høyere på høyt spenningsnivå enn på lavere spenningsnivåer. Andelen jord- og sjøkabel er derfor vesentlig mindre i sentralnettet enn i distribusjonsnettet.

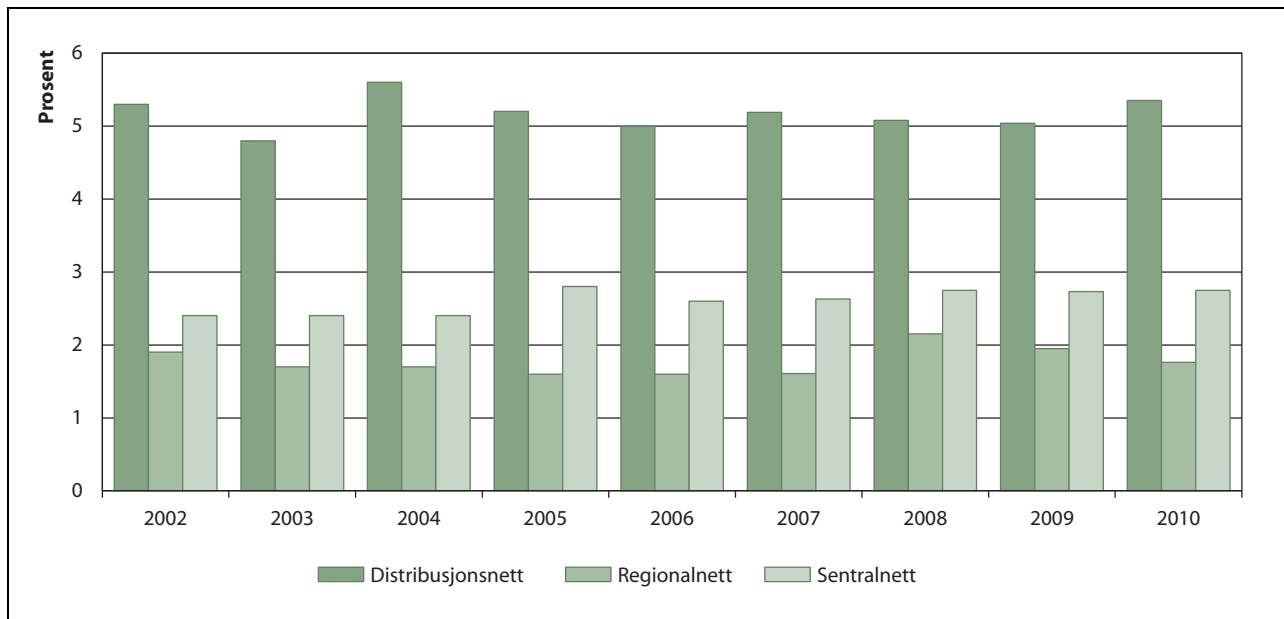
13.4.3 Elektriske tap i strømmettet

Kraftnettet består av overføringsledninger og kabler sammensatt av elektrisk ledende materialer med lav motstand, som kobber eller aluminium. Når elektrisk kraft transporteres gjennom slike ledere vil det ut i fra fysiske lover alltid oppstå energitap. Tapene øker når overføringslengde eller mengde overført energi øker, mens de synker med høyere spenningsnivå og økende leder-

tverrsnitt. Tapene øker også ved bruk av kabel, som alternativ til luftledninger over lengre avstander, fordi det oppstår mer reaktiv effekt i en jord-/sjøkabel sammenlignet med en luftlinje, og reaktiv effekt øker nettapene.

Den elektriske energien som går tapt i det samlede kraftnettet i Norge ligger nå normalt på om lag 10 TWh/år. Dette utgjør om lag 8 prosent av normal årsproduksjon. De største tapene er i distribusjonsnettet, se figur 13.2.

De seneste årene har de prosentvise tapene i det norske sentralnettet økt noe sammenlignet med tidligere år, en utvikling som er knyttet til økt forbruk og produksjon og større belastning på nettet. Nye kraftledninger bidrar i de aller fleste tilfeller til at tapene totalt sett reduseres, ved at kraften som skal transporteres fordeler seg på flere ledninger. Spenningsoppgradering i sentralnettet reduserer tapet.



Figur 13.2 Prosentvis tap per nettnivå per år fra 2000 til 2010

Tapstallene per nettnivå er hentet fra nettselskapenes årlige tekniske og økonomiske innrapportering til NVE og omfatter derfor bare tap i nett som har inntektsramme. Det betyr blant annet at tap i en del produksjonsrelaterede nett ikke inngår.

Kilde: NVE

13.4.4 Intelligente nett og avanserte målesystemer

Smart grids, eller intelligente nett, er en betegnelse som brukes for å beskrive hvordan elektrisk infrastruktur kan utformes, utvikles og driftes for å oppnå et mer effektivt kraftsystem i fremtiden. Intelligente nett tar i bruk teknologi, særlig IKT-basert, og legger til rette for flere markedsbaserte løsninger.

Intelligente nett kan bidra med overvåking, styring og vern lokalt i nettet som automatisk slår inn om man får avbrudd eller feil. Dette kan være automatiske belastningsfrakoblinger som slår inn om det er for høy belastning på nettet eller automatiske oppjusteringer og nedjusteringer av produksjon for å oppnå momentan balanse. Data til kontrollvirksomhet bidrar til å styre flyten i nettet mer optimalt. Automatiske kontrollsystemer for både nettkomponenter, produksjonskilder og kundebelastninger bidrar til at man får bedre kontroll over mulige feil i nettet og raskere kan gjenopprette forsyningen eller sette inn andre alternative tiltak for å rette feilen raskere.

Sentralnettet i Norge kan på mange måter defineres som et intelligent nett fordi Statnett som systemansvarlig allerede bruker mange av disse teknologiene i dag.

Både energibransjen og en rekke forskningsmiljø, både i Norge og andre land, arbeider med utviklingen av mer intelligente nett. Spesielt har

EU, USA og Sør-Korea stor oppmerksomhet på temaet. En stor del av teknologien på intelligente nett er umoden, og det er behov for omfattende forsknings- og utviklingsarbeid. Det internasjonale energibyrået (IEA) fastslår at nye etterspørsels- og produksjonsprofiler vil stille nye krav til design, drift og utbygging av transmisjons- og distribusjonsnettene. IEA ser også at smarte nett har potensial til å løse mange av de framtidige utfordringene, for eksempel med systemfleksibilitet for balansering av produksjon og forbruk samt bedre styring av effekttopper. Smarte nett kan i tillegg bidra til energieffektivisering og energiomlegging hos sluttbruker, men det er behov for mye teknologit utvikling og demonstrasjon av store system (IEA, 2010).

Avanserte måle- og styringssystemer (AMS) utgjør bare en del av smart grid-begrepet. AMS innebærer at alle husstander får en såkalt «smart måler» som registrerer strømforbruket kontinuerlig og sender automatisk informasjonen til nettselskapet. Innføring av AMS i Norge vil være gjennomført innen 1. januar 2017. Implementering vil skje i distribusjonsnettet og er en byggekloss i en automatisering av kraftsystemet.

13.5 Nettutvikling

Flaskehalsen eller kapasitetsbegrensninger oppstår når nettet ikke er i stand til å overføre nok

kraft mellom geografiske områder. Det vil si når ønsket forbruk i et område overstiger produksjon og mulig importkapasitet eller når produksjonen i ett område overstiger forbruket og eksportkapasiteten. De systemansvarlige nettselskapene skal sørge for at periodene med flaskehals ikke blir for langvarige og for kostbare ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Statnett har konkretisert prinsippet om n-1 for å etablere operative rammer for nettdriften, se kapittel 5.

Nettariffene og regionale prisforskjeller stimulerer til etablering av ny produksjon der hvor det er ledig nettkapasitet eller forbruk i nærheten. Større overføringskapasitet mellom regioner vil redusere kapasitetsbegrensninger og bidra til likere priser. Dette er ytterligere omtalt i vedlegg 3.

13.5.1 Behov for nettinvesteringer

Etter mange år med relativt lavt investeringsnivå, står nettselskapene foran store investeringer på alle nettnivå. Statnetts netttutviklingsplan 2011 antyder et investeringsbehov i sentralnettet på 40-50 milliarder kroner for det nærmeste tiåret. Bransjen har selv anslått et investeringsvolum i samme størrelsesorden for regional- og distribusjonsnettet. Det store investeringsbehovet stiller krav til bransjen både med tanke på kompetanse og finansiering. Nettselskapene har hatt en relativt høy egenkapitalandel og god tilgang på lånefinansiering, men har samtidig delt ut betydelige beløp i utbytte til eierne. Det kan være grunn til å tro at flere av eierne i bransjen må være forberedt på lavere utbytte og eventuelt også behov for å utvide egenkapitalen i nettselskapene i årene som kommer. Dette selv om nettblansjen, som regulerte monopolbedrifter, ikke møter like sterke krav til selskaperens egenkapital, som for eksempel kraftprodusenter eller andre kommersielle bedrifter gjør.

Statnetts netttutviklingsplan

Statnett utgir årlig sin plan for utviklingen av det nasjonale kraftledningsnettet. Statnett legger en netttutviklingsstrategi som gjenspeiler de mål, krav og føringer som ligger for utviklingen av sentralnettet. Strategien skal også være basis for de regionale netttutviklingsplanene som utarbeides av de lokale nettselskapene.

I strategien bruker Statnett scenarioer for å belyse hvordan usikre drivkrefter virker sammen og kan lede den framtidige utviklingen i forskjellige retninger med ulike utfordringer for sentral-

nettet. Scenarioene gjør det mulig å identifisere områder hvor det kan eller vil bli behov for framtidige netttiltak, samt til å teste robustheten ved de enkelte investeringer.

Utfordringer i ulike områder

Sør- og Øst-Norge:

Netttutviklingen i Øst-Norge de nærmeste årene har fokus på å bedre forsyningssikkerheten gjennom å etablere tilstrekkelig overføringskapasitet mot andre regioner i Norge og mot Sverige. Graden av forbruksvekst innad i regionen og det framtidige mønsteret i kraftflyten til og fra Sverige vil være viktige faktorer i vurderingen av behovet for framtidig netttutvikling. En del av overføringsnettet i Øst-Norge skriver seg fra 1950- og 1960-tallet. Området har derfor behov for oppgradering og utskifting i nær framtid.

For Sør-Norges del vil netttutviklingen i regionen i årene framover ha fokus på å redusere flaskehalsene som i dag periodevis eksisterer inn og ut av området, og å sikre forsyningen til Stavangerområdet. Det er i tillegg aktuelt å etablere nye forbindelser til Kontinentet fra denne regionen. Statnetts nyeste analyse av nettet på Sørlandet viser imidlertid at utlandsforbindelser stiller meget store krav til nettet på land. Nye forbindelser vil medføre behov for å styrke nettet i Sør-Norge.

Vest-Norge:

Det er betydelige forskjeller i status for kraftforsyningen innad i vestlandsregionen. I området nord for Sognefjorden er det normalt balanse eller overskudd, mens Hordaland og Sunnhordland er underskuddsområder. Importbehovet til Hordaland og Sunnhordaland varierer med tilgangen på lokal produksjon over året, men dagens overføringsnett har under normal drift ikke kapasitet til å forsyne området i perioder med høyt forbruk og/eller svikt i vannkraftproduksjonen lokalt. Særlig utsatt er Bergen og Bergensområdet (BKK-området). Området har hatt en sterk forbruksvekst de siste 15 årene, både som følge av befolkningsvekst og økt forbruk i industrien, spesielt for petroleum. Samtidig har tilskuddet av ny produksjons- og overføringskapasitet vært moderat. Som følge av dette har BKK-området i dag et betydelig kraftunderskudd, også i normalår. Kraftforsyningen i denne delen av Vest-Norge er derfor særlig sårbar for vinterperioder med lave temperaturer og tørt vær. Økt overføringskapasitet fra produksjonskildene len-

ger øst i Vest-Norge er nødvendig for å sikre kraftforsyningen inn til BKK-området.

Det er et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon i regionen, spesielt innen vannkraft. Men grunnet den allerede høye vannkraftproduksjonen, hvor mye er uregulerbar, og full eksport i sommerhalvåret for å unngå spill av vann, er det imidlertid satt en stopp for tilkobling av ny fornybar produksjon i deler av regionen.

Linjen Sima- Samnanger som er planlagt ferdigstilt i 2013 vil være med på å sikre kraftforsyningen til Hordaland i vinterhalvåret og tilrettelegge for fornybar kraftproduksjon i sommerhalvåret. Linjene Kollsnes – Mongstad og Mongstad – Modalen som begge er under konsesjonsbehandling, er viktig for Bergensområdet. På lengre sikt vil fortsatt forbruksvekst sammen med økt grad av uregulerbar kraftproduksjon kreve en styrking av overføringskapasiteten i Vest-Norge, både innad i regionen og mot andre områder.

Midt-Norge:

Midt-Norge som helhet har et kraftunderskudd på nærmere 8 TWh i et normalår, tilsvarende om lag halvparten av egenproduksjonen, og er med det den regionen med størst underskudd i Norge.

I 2010 ble overføringsforbindelsen mellom Midt-Norge og Sverige, Nea-Järpstrømmen oppgradert, og dette har bedret situasjonen gjennom en økning i overføringskapasiteten på 400 MW inn til området. Det planlegges mye ny vind- og småkraftproduksjon i Midt-Norge. Omfanget av denne produksjonen, og når den kommer, vil påvirke den langsiktige kraftsituasjonen i området. Det er også muligheter for større forbruksvekst i regionen, spesielt i tilknytning petroleumsvirksomheten i området.

Nettutviklingen i regionen har fokus på å styrke forsyningssikkerheten ved å etablere forsterkninger mot regioner med overskudd på kraft. I desember 2011 ga Olje- og energidepartementet konsesjon for bygging av 420 kV linjen mellom Ørskog og Sogndal. Linjen, som etter planen skal stå ferdig i 2015, vil bedre situasjonen i Midt-Norge betraktelig.

Nord-Norge:

Med dagens produksjonskapasitet og forbruk kan kraftsituasjonen i Nord-Norge vinterstid bli utfordrende i år med lite nedbør. Dette innebærer at kraftforsyningen i regionen er avhengig av kraftutveksling med resten av landet og Sverige. I til-

legg er det en viss kraftimport fra Russland og kraftutveksling med Finland.

Flere forhold vil være viktig for den framtidige utviklingen av kraftsituasjonen i Nord-Norge. På forbrukssiden kan ny petroleumsvirksomhet og ny gruvedrift øke etterspørselen etter kraft. Videre er det et stort potensial for vindkraft i Øst-Finnmark. En situasjon med økt kraftforbruk og en større andel uregulerbar kraftproduksjon vil kunne gi et større behov for overføringskapasitet innad i regionen og mot andre områder. Linjene Ofoten-Balsfjord (planlagt i 2016) og Balsfjord-Hammefest (2018) vil bedre forsyningssikkerheten og kapasiteten inn og ut av området samt muliggjøre tilknytning av ny produksjon og nytt forbruk.

13.5.2 Alternativer til nett

At strømmettet er en av de viktigste infrastrukturene i samfunnet, betyr ikke at vi skal bygge nett for enhver pris. Det kan gi urimelig høye kostnader, både målt i kroner og ører og i form av naturinngrep. Det er derfor viktig å vurdere alternative tiltak opp mot hverandre.

Mer produksjon, spenningsoppgradering, forbrukerfleksibilitet, energieffektivisering og konvertering til alternative energibærere kan alle være alternativer til netttutbygging. De er imidlertid ikke alltid fullgode alternativer til nett. For eksempel vil mer produksjon innad i et område kunne redusere behovet for nettkapasitet inn til området. Det er imidlertid en forutsetning at produksjonen er tilgjengelig på de tider forbruket trenger det. Hvis den nye produksjonen fører til overskudd, enten permanent eller deler av året, må det mer nett til for å få kraften ut av området. Et eksempel på dette er BKK-området, der mer produksjon ville ha avhjulpet forsyningssikkerheten vinterstid. I sommerhalvåret er imidlertid forbruket så lavt i forhold til eksisterende produksjon at en ville møtt knapphetsproblemer i nettet ut av regionen. Ny produksjon ville dermed neppe vært bedriftsøkonomisk lønnsom uten større nettkapasitet. Eksempelet viser at det ikke er opplagt at ny produksjon kan komme i stedet for nytt nett.

Et alternativ til helt nye nettinvesteringer er å utføre spenningsoppgraderinger. Statnett har hatt en strategisk satsing på å øke spenningen fra 300 kV til 420 kV, og på lengre sikt jobbes det for at alle dagens 300 kV anlegg vil bli bygget om til å tåle 420 kV spenning. Spenningsoppgraderinger er tid- og kostnadskrevende tiltak. Den store fordelen i forhold til bygging i nye traseer er at miljøpåvirkningen som oftest blir mindre. Spennings-

oppgraderinger er imidlertid ikke et alternativ til ny nettutbygging hvis oppgraderingen starter for sent. I de fleste tilfeller er det nødvendig å koble ut ledningen mens oppgraderingen pågår. Dette innebærer at det resterende strømmettet må ha nok kapasitet i ombygningsperioden, og dette er ikke tilfellet i områder der nettkapasiteten allerede er fullt utnyttet.

Kapasiteten i nettet kan også økes gjennom tiltak i det eksisterende nettet. Dette kan være tiltak som temperaturoppgradering¹ av linjer og installering av SVC²-anlegg.

Forbrukerfleksibilitet som bidrar til at forbrukstopper blir redusert, kan redusere behovet for å bygge ut ny kapasitet. Erfaring viser at både industrien og deler av alminnelig forbruk kan bidra med fleksibilitet dersom det teknisk og markedsmessig legges til rette for det. Det er derfor viktig at forbrukerne får prissignaler som forteller når kapasiteten i systemet er presset og verdien av å redusere forbruket er høy.

Med satsingen på avanserte målesystemer (AMS) er det antatt at den samlede forbrukerfleksibiliteten i markedet vil øke i de kommende årene. AMS gir nettselskapet mulighet til å inngå avtaler med kunden om automatisk laststyring, for eksempel gjennom midlertidig utkobling av varmtvannsberedere eller varmekabler i timer med høy pris. Slik utvidet mulighet til å begrense effektuttaket hos kunder, i lengre eller kortere perioder, kan på sikt bidra til å redusere behovet for reservekapasitet i overføringsnettet og gjøre det enklere for nettselskapene å håndtere feil i nettet uten å mørklegge større regioner. Selv om det er stor enighet om at satsingen på AMS vil bidra til økt forbrukerfleksibilitet, er det imidlertid ulike oppfatninger av hvor store utslagene vil være og når de faktisk vil komme til syne i markedet, jf. blant annet Bye-utvalget (Bye m.fl., 2010) med høring.

På lang sikt kan energieffektivisering trekke i retning av en jevnere fordeling av elektrisitetsforbruket over året. Det bidrar til mindre behov for utbygging av nett enn vi ellers ville hatt. Andre faktorer, som økonomisk vekst og befolkningsvekst, trekker i retning av behov for mer nett.

Energieffektivisering dreier seg ofte om svært mange tiltak hos ulike sluttbrukere og det er vanskelig for myndighetene (og nettselskapene) å sikre at tiltakene blir godt koordinert. Lange ledetider ved utbygging av nett og for energiomleggingsprosjekter krever lang planleggingshorisont og god informasjonsutveksling mellom de involverte aktører. I hvilken grad et tiltak som reduserer energibehovet også reduserer effektbehovet kan variere betydelig mellom ulike typer tiltak.

Overgang til bruk av andre energibærere kan også gi fleksibilitet til systemet. Eksempelvis vil både fjernvarme og lokal varme i stor grad bidra til å ta effekttoppene på kalde vinterdager. Fjernvarmeanleggene bidrar allerede i dagens situasjon med fleksibilitet. Anleggene bruker også en del strøm i perioder på vår, sommer og høst når strømprisene er lave og varmeetterspørselen lav.

Termisk energi, som fjernvarme og lokal varmeproduksjon fra blant annet vedfyring og fyringsolje utgjør en verdifull del av energi- og effektbalansen i Norge.

13.6 Fjernvarme

13.6.1 Status for fjernvarme i dag

Fjernvarme omtales ofte som en energikilde på linje med biomasse, vind, vannkraft og fossile brensler som olje og gass. Fjernvarme er imidlertid snarere en måte å transportere energi på. Bakgrunnen for å bygge ut et fjernvarmesystem er gjerne at en har tilgang til en rimelig varmekilde som for eksempel varme fra avfallsforbrenning eller annen varme som ellers ville gått til spille. Denne varmen kan brukes til å varme opp vann eller damp, som via et fjernvarmesystem kan transporteres til forbrukerne.

Storskalafordeler i fjernvarmeproduksjon bidrar til at energiutnyttelsen vanligvis vil være bedre enn i lokale varmeanlegg, fordi forbrenning i større skala gir bedre virkningsgrader, samt at styring og regulering av slike anlegg gjøres av kompetente fagfolk og med avansert teknisk utstyr. Det stilles også strengere krav til renseteknologi.

Distribusjonssystemet for fjernvarme består som oftest av to parallelle, isolerte rør i bakken. Disse rørene har et gjennomsnittlig varmetap på 5-10 prosent. I det ene fjernvarmerøret transporteres varme til forbrukerne med tilstrekkelig høy temperatur. Det varme vannet tas inn i en varmeveksler hos kunden, som regulerer vannmengden slik at ønsket temperatur oppnås i byggets varmeanlegg. Når varme er avgitt til kundens system

¹ Temperaturoppgraderingen innebærer flere mindre operasjoner, slik som å skifte ut eldre lineskjøter og fjerning av vegetasjon eller jord under ledningen. Temperaturoppgraderingen er et mindre omfattende tiltak enn en spenningsoppgradering, men gir betydelig mindre kapasitetsøkning.

² SVC (Static Var Compensator) bidrar med spenningsstøtte til nettet og kan raskt både heve og senke spenningen etter behov. Den kan også bidra til å dempe svingninger og pendlinger i kraftsystemet.

returneres det avkjølte vannet via returledningen til varmesentralen for ny oppvarming. Brukerne styrer selv varmen med termostater og forbruket (varmt vann) registreres med målere, slik vi kjenner det fra bruk av elektrisitet.

Fjernvarmesystemet leverer energi til alle typer vannbårne systemer i bygget. Produktene kan være oppvarming, ventilasjon og varmt tappevann (inkl oppvaskmaskiner og vaskemaskiner). I tillegg nyttes noe fjernvarme i industribedrifter og til oppvarming av fotballbaner, gater og fortauer.

Ofte føres fjernvarmerør i samme grøft som kraftkabler, tele- og datalinjer og vannrør. Levetiden vil være ulik for de forskjellige komponentene i et fjernvarmesystem, fra 15-20 år for varmesentraler til 50 år eller mer for deler av infrastrukturen.

I 2010 ble det produsert 4,8 TWh fjernvarme.³ Avfallsforbrenning gir det største bidraget til fjernvarmeproduksjon i Norge, med en andel på 30-40 prosent. Avfallet stammer delvis fra fornybare energikilder og delvis fra fossile energikilder. Bioenergi fra skogsressurser benyttes i økende grad, og sto i 2010 for nærmere 20 prosent av innfyrt brensel. Det brukes også spillvarme fra industribedrifter, olje, gass, elektrisitet og varmpumper til å produsere fjernvarme. Fjernvarmeanlegg er fleksible og kan veksle mellom ulike energibærere.

Om lag tre femtedeler av fjernvarmeleveransene leveres til private og offentlige næringsbygg, en femtedel leveres til boligbygg (hovedsakelig flerbolighus) og det øvrige leveres i hovedsak til industribedrifter.

Omkring årtusenskiftet var det gitt konsesjon til om lag 40 fjernvarmeanlegg.⁴ I perioden 2000-2006 var det relativt liten interesse for å søke om fjernvarmekonsesjon, men i 2007-2008 tok interessen seg kraftig opp. Dette kan blant annet sees i sammenheng med at det ble innført et deponiforbud for nedbrytbart avfall som skapte behov for mer forbrenningskapasitet. Samtidig fikk Enova økte midler til å støtte investeringer i fjernvarme, og det ble etablert et eget program for investeringsstøtte til infrastruktur for fjernvarme.

I 2009 og 2010 er det investert mer enn 3 milliarder kroner i året i fjernvarmeanlegg. Fjernvarme er i dag etablert eller under utbygging i de aller fleste større byer. I følge NVE er det gitt i

overkant av 100 fjernvarmekonsesjoner. Blant de største selskapene finner vi Hafslund Fjernvarme (Oslo), Statkraft Varme (blant annet Trondheim), Fortum Fjernvarme (Bærum), BKK Varme (Bergen), Eidsiva Bioenergi (Hamar og andre steder i Oppland og Hedmark). Stavanger, Kristiansand, Ålesund, Tromsø, Drammen, Lillestrøm og Fredrikstad er andre fjernvarmebyer. De 25 største selskapene leverer omkring 80 prosent av samlede fjernvarmeleveranser. I 2010 sysselsatte bransjen 550 personer.

13.6.2 Fjernkjøling

De fleste fjernvarmeselskap med varmpumpeinstallasjoner har også bygget et parallelt fjernkjøle nett. Dette gjelder blant annet anlegg i Lillestrøm, Bærum og Kristiansand. Moss, Stavanger og Fornebu er gode eksempler på anlegg som leverer fjernkjøling med frikjøling fra sjøvann. Et fjernkjølesystem basert på sjøvann (frikjøling) kan også levere varme med bruk av lokale varmpumper i en lokal varmesentral i hvert bygg. Fjernvarmeanlegg som utnytter varme fra avfallsforbrenning eller spillvarme fra industri vil kunne levere fjernkjøling ved bruk av absorpsjonskjølemaskiner som er plassert lokalt hos kunden. Dette er en spesiell varmpumpe som ved å tilføre varmt vann kan produsere kjøling ned mot 5-10 grader celsius. I Trondheim er det bygget to anlegg for fjernkjøling.

13.6.3 Reguleringer og andre virkemidler

Energiloven fastsetter konsesjonsplikt for fjernvarmeanlegg som har installert kapasitet over 10 MW. Det er anledning til å søke om konsesjon også for mindre anlegg, og mange anlegg som er gitt konsesjon er under denne grensen. Årsaken er at fjernvarmeselskaper som har fått konsesjon, har anledning til å søke kommunen om at denne innfører tilknytningsplikt. Tilknytningsplikt innebærer at byggeiere kan bli pålagt å knytte seg til fjernvarmeanlegget.⁵

Bestemmelsene i energiloven innebærer leveringsplikt overfor tilknyttede kunder. Videre inneholder energiloven en bestemmelse om at prisen for fjernvarme ikke skal overstige prisen for elektrisk oppvarming. Det blir ført tilsyn med fjern-

³ Netto produksjon, dvs. brutto produksjon fratrukket varmt vann og damp levert til produksjon av elektrisitet eller avkjølt mot luft.

⁴ Konsesjonstillene inkluderer konsesjonspliktige utvidelser av anlegg.

⁵ Denne tilknytningsplikten skiller seg dermed fra tilknytningsplikten som gjelder for produsenter og forbrukere knyttet til kraftnettet. I kraftnettet er det nettselskapet som har plikt til å tilknytte produksjon og forbruk, mens det er forbrukerne som kan bli pålagt å knytte seg til fjernvarmenett (av kommunen).

varmeanlegg for å sikre at investeringer og drift er i tråd med konsesjonsvilkårene. NVE har ansvar for konsesjon, tilsyn og forvaltning av prisregelverket.

Kommunene kan, gjennom bestemmelser i plan- og bygningsloven, tilrettelegge for fjernvarme. Videre kan kommunen vedta planbestemmelser om tilknytningsplikt for fjernvarme i områder der det er gitt konsesjon. Kommunene kan også gjøre unntak fra tilknytningsplikten. De aller fleste fjernvarmekundene har inngått frivillige avtaler om fjernvarmeleveranser.

Det er gitt støtte til utbygging av fjernvarme i en årrekke. Før Enova ble opprettet forvaltet NVE støttemidler gjennom en egen varmeanleggsordning. I avtalen mellom Enova og OED om forvaltningen av midlene fra Energifondet, som trådte i kraft i 2002, ble det fastsatt et mål om at støttemidlene skulle bidra til minimum 4 TWh økt tilgang på vannbåren varme basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen utløpet av 2010. Fram til og med 2010 hadde Enova kontraktsfestet et energiresultat på 3,7 TWh fjernvarme. Dersom også andre varmeprosjekter som lokale energisentraler regnes med, har Enova oppnådd et energiresultat på 4,7 TWh. Til sammen har det blitt gitt tilsagn om 2,5 milliarder kroner i støtte til varmeprosjekter.

13.7 Internasjonal nettutvikling

13.7.1 Økt betydning av nett i Europa

IEA fastslår at nettet i de fleste OECD-land har store behov for oppgradering, at elektrisitetsforbruket vil stige og at nye etterspørsels- og produksjonsprofiler vil stille nye krav til design, drift og utbygging av transmisjons- og distribusjonsnettene (IEA, 2010).

EUs politikk for overføringsnett har vært i stadig utvikling siden den første energimarkedspakken fra 1996. I den tredje energimarkedspakken fra 2009 tilrettelegges det for koordinering av nasjonale overføringsforbindelser og regulatoriske rammeverk.

Det er fire hovedelementer i den tredje energimarkedspakken på elektrisitetsområdet; etablering av et tydeligere skille mellom nett og produksjon/salg av elektrisitet, økt regulatorsamarbeid, samarbeid mellom de systemansvarlige nettselskapene for å legge til rette for mer handel over landegrensene og økt uavhengighet for regulatorne. Reglene for grensekryssende krafthandel skal i økt grad harmoniseres. Tredje energimar-

kedspakke er EØS-relevant og vil bli behandlet i de formelle EØS-organer.

EU-kommisjonen la i november 2010 fram to meddelelser på energiområdet; COM(2010) 639 final (energi strategien) og COM(2010) 677 final (infrastrukturpakken) med planer for prioriteringer innen energiinfrastruktur i årene fram til 2020 og videre. I meddelelsene vektlegges det at Europa fortsatt mangler infrastrukturen som må til for å nå de ambisiøse energi- og klimamålene, 20/20/20 i 2020, se avsnitt 4.4.2.

EU-kommisjonen mener at EU-landene må investere 140 milliarder euro fram til 2020 i utskifting og utvidelse av transmisjonsnettet for elektrisitet (SEC (2011)1233 final). Det betyr mer enn en dobling av investeringene sammenliknet med det siste tiåret.

Som en del av oppfølgingen av infrastrukturpakken, la EU-kommisjonen 19. oktober 2011 fram to forslag til forordninger: COM(2011) 658 final (forslag til pan-europeisk infrastruktur) og COM(2011) 676 final (finansiering av infrastruktur). Kommisjonen foreslår i retningslinjene kriterier for valg av prosjekter av felleseuropeisk interesse. Disse prosjektene skal raskere gjennom konsesjonsprosessen og i tillegg foreslås det å lage regler for grensekryssende nytte-kostnadsanalyser. Rettsaktene skal forhandles fram av Råd og Parlament. Konsekvenser for Norge og EØS-relevans vil vurderes.

13.7.2 Utviklingen av et nordsjønett for havvind

The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative har som mål å få til en koordinert og effektiv utvikling av et eventuelt nett til havs. Med i initiativet er Belgia, Danmark, Frankrike, Irland, Luxembourg, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Tyskland. Den 3. desember 2010 signerte Norge en intensjonsavtale med de andre deltakerlandene. Intensjonsavtalen formaliserer EU-kommisjonens, regulatorenes og systemoperatørens rolle i initiativet. Tre arbeidsgrupper er satt ned for å arbeide med henholdsvis nettkonfigurasjon og integrering, marked og regulering og konsesjonsbehandling.

Olje- og energidepartementet la i 2009 fram havenergilova. I proposisjonen drøftes også forhold vedrørende en mulig utbygging av nett til havs. Departementet arbeider videre med utvikling av prinsipper for en eventuell nettutvikling til havs. Dette gjøres i nært samarbeid med bransjen.

13.7.3 Utenlandsforbindelser

Hovedregelen både i Norge og EU er at systemansvarlig for strømmettet tilrettelegger for kraftutvekslingen med andre land og ofte også eier utenlandsforbindelsene. Dette bidrar til å sikre system sikkerheten og tredjepartsadgang til forbindelsen.

Norge har flere forbindelser til utlandet og ytterligere forbindelser er under planlegging. Forbindelsene bidrar til å bedre forsyningssikkerheten for strøm i Norge. Vannkraften er sårbar for årlige svingninger i nedbøren selv med betydelig magasinkapasitet. Se mer i kapittel 14 om utenlandshandel og kapittel 5 om forsyningssikkerhet. Norge har i dag forbindelser til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland. Den samlede

utvekslingskapasiteten er på mellom 5000 og 5500 MW, hvorav om lag to tredjedeler er med Sverige.

Historisk har utenlandsforbindelsene blitt planlagt og bygget som et samarbeid mellom Statnett og TSOen i det andre landet. Statnett har flere prosjekter om nye utenlandsforbindelser. Prosjektet Skagerrak 4 til Danmark er besluttet og vil ha en kapasitet på 700 MW. Statnett har også sendt melding til NVE om Syd-Vestlinken til Sverige som er planlagt med en kapasitet på 1400 MW. Statnett har også planer om forbindelser til Tyskland og Storbritannia, hvor kabler på om lag 1000 MW hver er planlagt ferdigstilt i 2018 og 2021. I tillegg planlegger andre aktører en forbindelse mellom Norge og Skottland (North Connect). For en drøfting av prinsippene for utenlandshandel med kraft, se kapittel 14.

Kapittel 14

Kraftutveksling med utlandet

14.1 Hvordan fungerer utenlandshandel med kraft?

14.1.1 Kraften flyter til landet med høyest pris

Handel med kraft er styrt av prisforskjeller. Kraften flyter fra landet (eller området) med lavest pris til landet (eller området) med høyest pris. Et eksempel er NorNed som har en kapasitet på 700 MW og forbinder Norge og Nederland. I timer hvor prisen i Nederland er høyest vil det gå 700 MW fra Norge til Nederland, og når Norge har høyest pris går det 700 MW til Norge.¹ Retningen på kraftflyten i den enkelte time er altså bestemt av hvilken pris som er høyest, mens mengden kraft som handles hver time er begrenset av kapasitet på forbindelsen. Netto krafteksport fra Norge til for eksempel Nederland over et år avhenger av hvor mange timer Nederland har høyest pris og hvor mange timer Norge har høyest pris. Hvis Nederland har høyest pris 60 prosent av tiden og Norge har høyest pris 40 prosent av tiden, blir nettoeksporten tilnærmet lik 20 prosent av teoretisk eksportkapasitet.² Med en kabel på 700 MW får man i dette eksemplet en netto eksport på om lag 1,2 TWh. Hvis norsk pris var lavest hele tiden, ville eksporten blitt 6 TWh. I land som Nederland, Tyskland og England varierer kraftprisene svært mye over døgnet. For å få full eksport hele tiden til slike land må den norske kraftprisen i praksis være null. Tilsvarende må prisen være svært høy for å få full import hele tiden. Dette er nærmere forklart nedenfor.

¹ Det tar litt tid å snu kraftflyten. Når prisforskjellen skifter retning fra en time til den neste, vil det være en overgangsperiode hvor kraftflyten ikke er full i noen retning. Med et overføringstap på om lag 4 prosent, må det mates inn ca 4 prosent mer kraft på eksportsiden enn det som tas ut på importsiden.

² Overføringstap og det at det tar litt tid for å snu kraftflyten kan gi et mindre avvik.

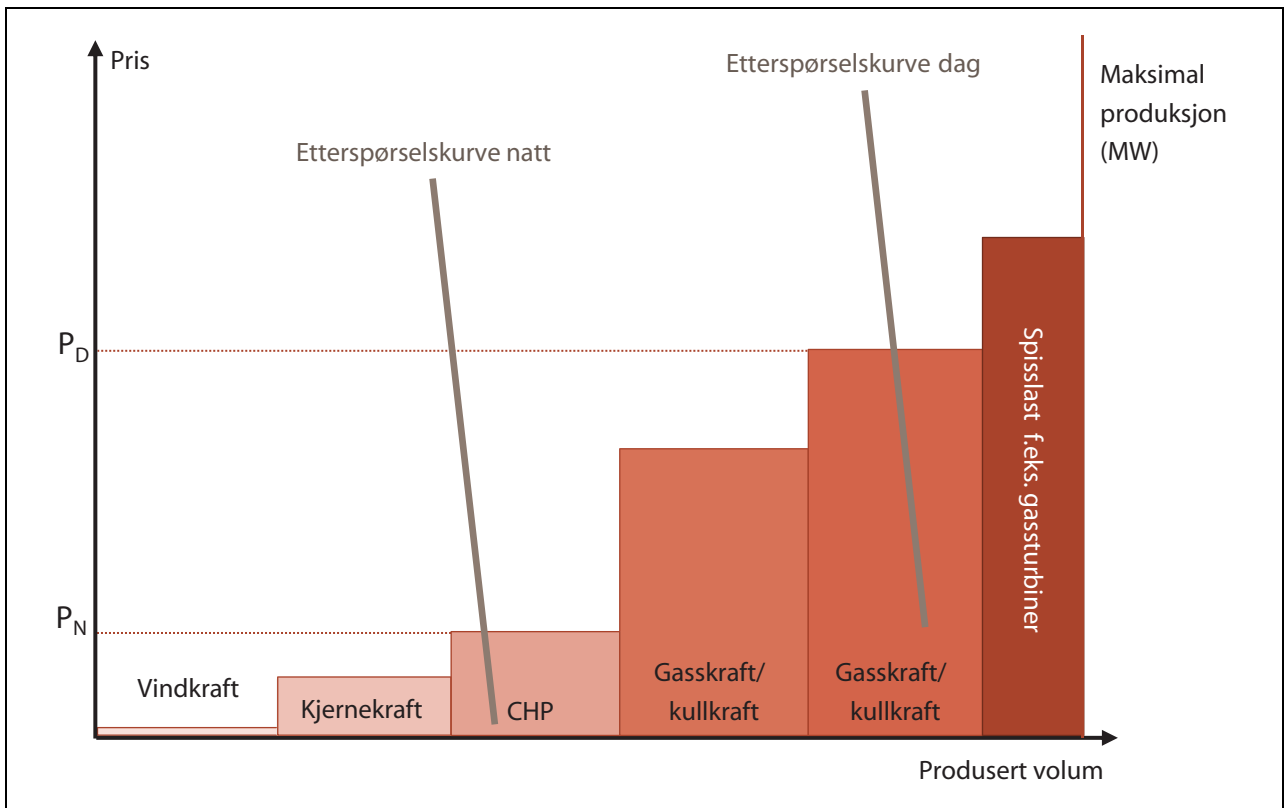
14.1.2 Netteier får flaskehalsinntekten

Norske kraftprodusenter får betalt kraftprisen i det prisområdet hvor de leverer sin kraftproduksjon til nettet. For dem har det derfor ingen økonomisk betydning om kraften forbrukes lokalt, eksporteres til et annet prisområde i Norge eller selges til utlandet. Det er heller ikke mulig å si hvem som produserer for eksport. Eierne av nasjonale og internasjonale overføringsforbindelser (Statnett for Norges del) får en inntekt fra transport av kraft mellom områder og land som har ulike priser, såkalt flaskehalsinntekt. Flaskehalsinntekten er lik overført volum ganget med prisforskjellen mellom de to markedene. Utenlandsforbindelsene eies vanligvis i fellesskap av de respektive landenes sentralnettseiere. Disse deler da flaskehalsinntekten og må sammen dekke tapkostnadene og andre driftskostnader. Når Statnett er medeier i en utenlandsforbindelse, går Statnetts andel av flaskehalsinntekten til å dekke kostnadene i nettet, inkludert kostnader ved utenlandsforbindelser, jf. avsnitt 13.3 om fordeling av inntekter og kostnader i nettet.

14.1.3 Billig kraftproduksjon erstatter dyr kraftproduksjon

Handel styres av prisforskjeller, og prisforskjellene i kraftmarkedet skyldes at produksjonskostnadene for kraft og ressurstilgangen er forskjellig. Produksjonskostnadene og prisene varierer over tid, mellom land og mellom områder innen land. Når man ser utenlandshandelen fra et norsk perspektiv, er det spesielt viktig å forstå forskjellene på kostnadsstrukturen (og dermed prisdannelsen) i det norske vannkraftsystemet og kostnadsstrukturen i andre land, jf. avsnitt 3.3 og tabell 3.1.

Markedsprisen for hver time beregnes ut fra budene i markedet, slik at den billigste kombinasjon av kraftverk brukes til å dekke etterspørselen. Også forbrukere kan delta i markedet og kjøpe mer eller mindre kraft avhengig av hva prisen blir. I praksis er forbruket mye mindre fleks-



Figur 14.1 Illustrasjon av tilbud, etterspørsel og priser i et kraftsystem basert på varmekraft og vindkraft

belt enn kraftproduksjonen, særlig på kort sikt. For å forenkle, legger vi i denne framstillingen derfor mest vekt på produksjonssiden.

Med effektiv konkurranse vil budene i kraftmarkedet reflektere de variable produksjonskostnadene i de ulike kraftverkene. Markedsprisen blir lik det dyreste produksjonstilbudet som må aksepteres, for at etterspørselen skal bli dekket.

I Sverige kommer omtrent halve kraftproduksjonen fra vannkraft. Alle andre nåværende og framtidige handelspartnere, som for eksempel Danmark, Nederland og Tyskland, har en kraftsektor som er dominert av varmekraftverk. Over tid vil fornybar kraft og særlig vindkraft spille en økende rolle i disse landene. Kostnadene ved varmekraft og produksjonen fra sol- og vindkraft vil være avgjørende for prisnivået og prisvariasjonen i disse landene.

I varmekraftverk er variable produksjonskostnader lik brenselkostnadene pluss utslippskostnad for CO₂, og kostnader ved start og stopp. I et vindkraftverk er de variable produksjonskostnadene nær null, mens produksjonen er begrenset av vindforholdene. Figur 14.1. illustrerer kostnadsstruktur og prisvariasjon over døgnet i et land med termisk kraftproduksjon og vindkraft.

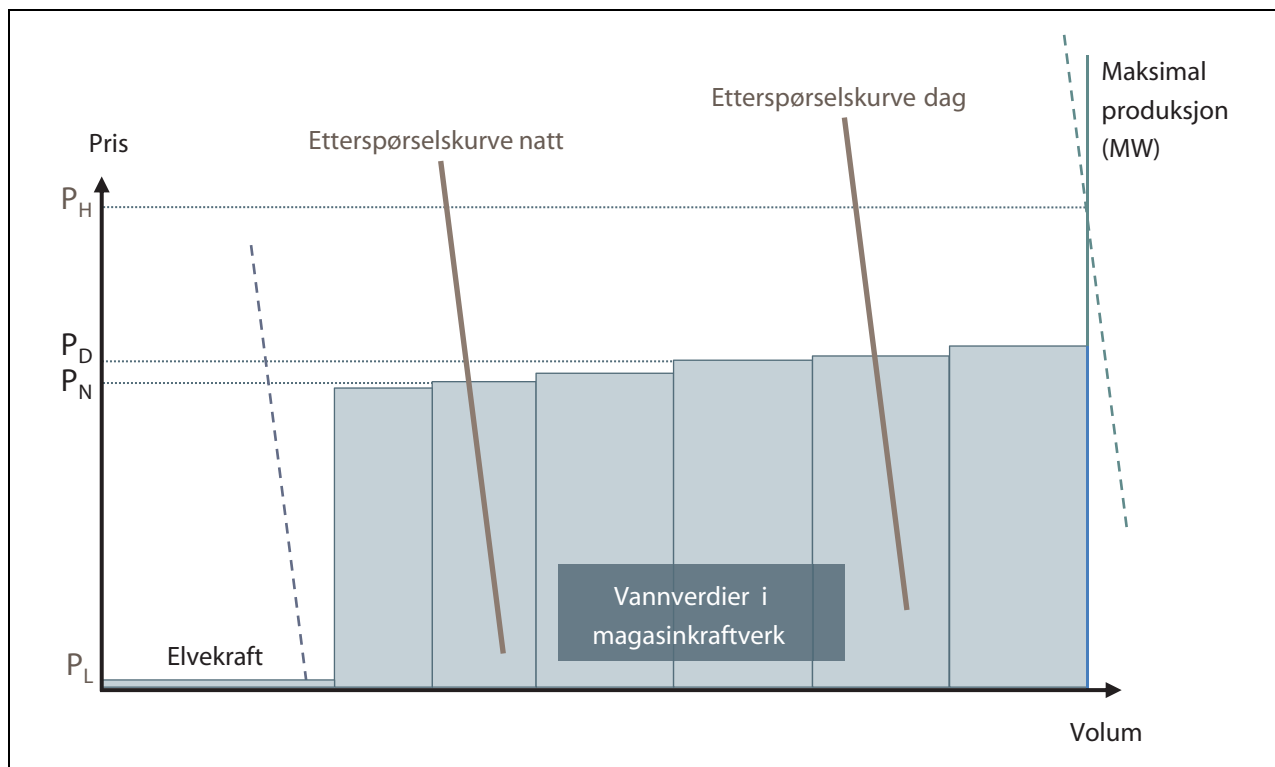
Produksjonskostnadene avhenger av brenselprisene og hvor effektivt anleggene kan bruke

brenselet. Vi har markert søyler med ulike farge-nyanser for å illustrere at man har ulike teknologier med ulike brensel. Til venstre finner vi vindkraft som har variable produksjonskostnader nær null, dernest kjernekraft som også har lave brenselkostnader. Så følger kombinert kraft- og varmeproduksjon og ulike gass- og kullkraftverk, kanskje med gassturbiner som den dyreste teknologien helt til høyre. Gassturbiner er dyre i drift, men relativt billige å ha, så de egner seg godt for å dekke et toppforbruk som har kort varighet. I praksis finnes det svært mange kraftverk med ulike produksjonskostnader.

Forbruket (etterspørselen) er generelt mye lavere om natten enn om dagen. I figuren har vi forenklet dette ved å velge én etterspørselskurve som representerer etterspørselen om natten og én som representerer etterspørselen om dagen. Om natten klarer kraftverk med lave kostnader å dekke forbruket, og i dette eksemplet blir prisen P_N . Om dagen er forbruket større, og dyrere anlegg må startes. I eksemplet blir prisen P_D .

I varmekraftverk er jevn og full drift mer energieffektivt og gir mindre slitasje på anleggene enn variabel produksjon. Det koster mye å starte et varmekraftverk for kun å kjøre noen timer.

Over tid kan produksjonskostnadene ved ulike kraftverk variere vesentlig fordi brenselspri-



Figur 14.2 Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i vannkraftsystemet

sene varierer. Tilgangen på fornybar kraft vil variere mye og bidra til store prisforskjeller. Når vindkraften produserer lite, må man starte kraftverk med høyere produksjonskostnader for å dekke forbruket. Når vindkraften produserer mye, er det nok å supplere vindkraften med kraftproduksjon som har lave produksjonskostnader. Når vindkraften produserer mye samtidig som forbruket er lavt, kan kraftprisen i noen tilfeller bli null (eller endog negativ). Eksportmuligheter gjør det mulig å utnytte vindkraften i stedet for at kraften går til spille. I alle land kan utkobling av produksjonsanlegg på grunn av feil eller vedlikehold påvirke prisene, jamfør for eksempel redusert produksjon ved svenske kjernekraftverk i 2009 og 2010.

Norge har med sin vannkraft en annen kostnadsstruktur enn land med et varmekraftbasert system. I Norge betyr tilsigene mye for produksjonsevnen. I perioder med knapphet blir prisene høye. I perioder med store tilsig og fulle magasiner kan man risikere spill av vann, og prisen kan bli presset ned mot null.

Vannverdien er forventet framtidig verdi av vannet og er nærmere forklart i kapittel 3. Man kan se på vannverdien som magasinverkens brenselkostnad. Figur 14.2 illustrerer tilbudskurven fra vannkraftverkene og variasjon i etterspørselen mellom dag og natt.

De to tykke etterspørselskurvene illustrerer normal variasjon i etterspørsel mellom dag og natt. Vannverdiene varierer litt mellom ulike magasin, avhengig av fyllingsgrad og forventet tilsig, og prisene vil derfor også variere litt mellom dag (P_D) og natt (P_N).

I spesielle tilfeller kan etterspørselen være særlig lav om natten (sommernatt). Dette er illustrert ved den stiplede etterspørselskurven til venstre i figuren. Her er det kostnadene ved elvekraft (som ikke kan lagres) som bestemmer prisen, og prisen er dermed nær null (P_L). I praksis vil en slik situasjon innebære at mulig vannkraftproduksjon går tapt (spill).

Tilgangen på vannkraft varierer. I perioder med store tilsig produserer uregulert vannkraft mer enn ellers. Hvis noen magasin går fulle, vil de produsere på samme måte som elvekraft. Da øker tilbudet av uregulert kraft, og sannsynligheten for prisfall og spill av vann øker. Utbygging av uregulert vannkraft og av vindkraft gjør at slike situasjoner forekommer oftere. Hvis sommerforbruket øker, for eksempel som følge av mer kraftintensiv industri, vil det redusere prisfallet. Eksportmuligheter kan også begrense sannsynligheten for prisfall og spill.

I situasjoner med sterk kulde kan forbruket om dagen bli høyere enn tilgjengelig kapasitet. Da presses prisen opp til P_H og etterspørselen

reduseres. Siden Norge er sammenkoblet med andre land, kan import avhjelpe situasjonen hvis det oppstår knapphet på produksjonskapasitet en kald vinterdag. I stedet for kostbare kutt i forbruket, i verste fall tvangsmessig utkobling, øker importen.

På kort sikt er virkningen av handel først og fremst at det eksisterende produksjonsapparatet utnyttes mer effektivt, og at de samlede produksjonskostnadene dermed reduseres.

På lang sikt åpner handel for økonomiske gevinster ved at det bygges ut mer produksjonskapasitet der hvor ressursgrunnlaget er best. Dette er særlig viktig for fornybare ressurser som vannkraft og vindkraft, hvor ressursgrunnlaget kan være svært forskjellig fra sted til sted.

14.1.4 Prisvariasjon og handelsmønster – hva viser historien?

Figur 14.3 viser gjennomsnittlig prisprofil over uken for Norge (Oslo-pris), Tyskland og Sverige for årene 2002 – 2011. Figuren er laget ved å beregne gjennomsnittsprisen for alle time 1, alle time 2 og så videre til time 168 for alle uker i året 2002-2011.

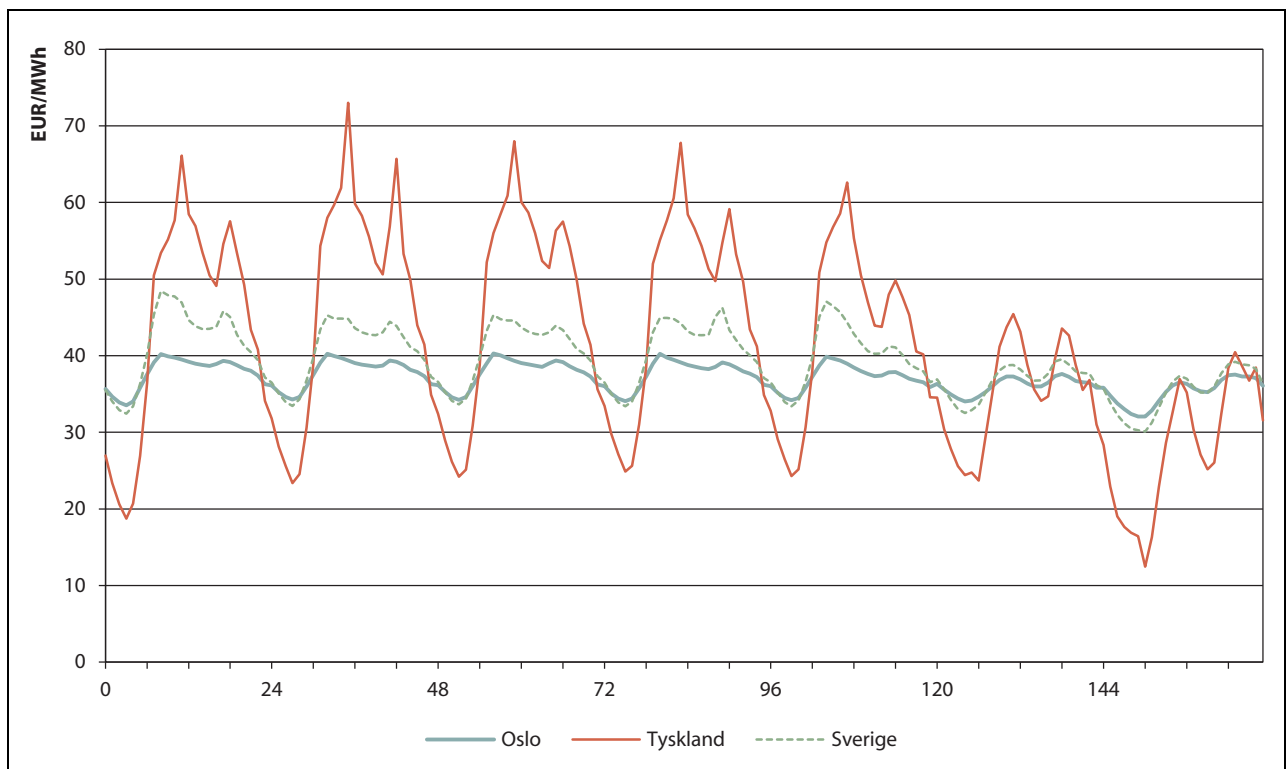
Figuren viser at kraftprisene i Tyskland er mye høyere på virkedagene (mandag – fredag) enn om natten og i helgene. De tilsvarende pris-

profilene for Nederland og Storbritannia følger samme mønster. Vi ser også at prisvariasjonen i Norge har vært liten innenfor en slik gjennomsnittlig uke, mens prisene i Sverige har variert mer enn de norske. Svenske priser preges både av overføringskapasiteten til Norge og av at Sverige selv har en del regulerbar vannkraft.

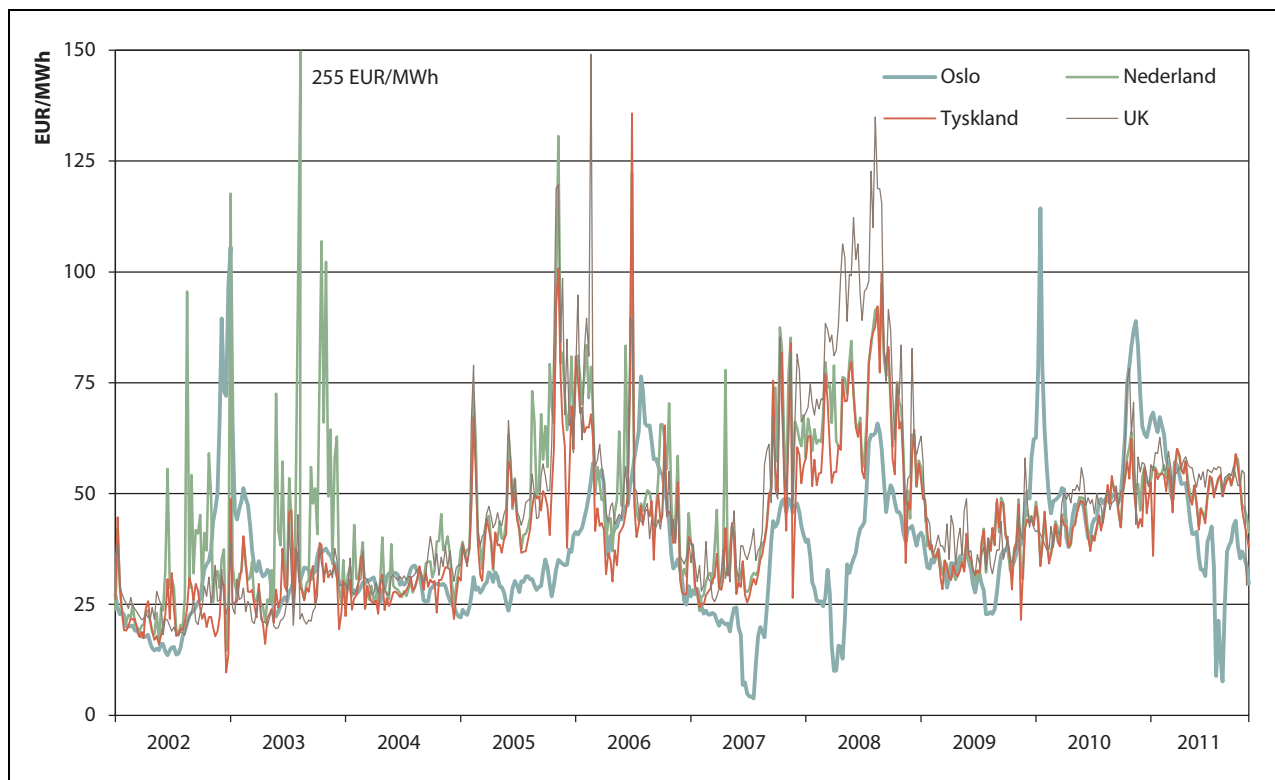
Med det prismønsteret som er vist i figuren, ville en forbindelse mellom Norge og Tyskland gi full eksport om dagen mandag til fredag, og full import om natten mandag til fredag samt store deler av helgen. I den gjennomsnittlige uken måtte norsk pris vært over 70 EUR/MWh (om lag 56 øre/kWh med valutakurs 8 NOK/EUR) for å få import i alle timene, og den måtte ned mot 10 EUR/MWh (vel 8 øre/kWh) for å få eksport i alle timene. Det trengs med andre ord store utslag i norsk pris for å få full eksport eller full import.

Siden prisene i Sverige varierer mindre innenfor døgnet og uken enn i Tyskland, trengs det mindre prisendring i Norge for å få kontinuerlig import fra Sverige eller kontinuerlig eksport. Ofte følger prisene i Sverige og Norge hverandre ganske tett, samtidig som det flyter mye kraft til landet som har høyest pris.

Vi ser at hvis prisene hos en handelspartner varierer mer over døgnet, må den norske prisen lenger ned for å få kontinuerlig eksport og den må lenger opp for å få kontinuerlig import.



Figur 14.3 Gjennomsnittlig prismønster innenfor uken i Norge (Oslo), Tyskland og Sverige, 2002-2011



Figur 14.4 Gjennomsnittspris per uke i Norge (Oslo), Tyskland (EEX), England (UK) og Nederland (APX) for årene 2002-2011

I Tyskland koster det lite å holde en høyere produksjon om natten, og man kan eksportere kraft til Norge uten store kostnader. Om dagen får Tyskland tilbake kraft som gjør at man ikke behøver å starte like mange kraftverk med høye kostnader. Det norske kraftsystemet fungerer da på mange måter som et midlertidig lager.

Prisnivået i Norge varierer mye mellom måneder og år som følge av tilsigsvariasjoner. I andre land vil også prisnivået variere mye over tid, blant annet fordi brenselprisene varierer betydelig. I noen perioder kan handelsmønsteret derfor være preget av stor eksport, mens det i andre perioder vil være dominert av import. Den underliggende kraftbalansen i Norge vil avgjøre hvor stor gjennomsnittlig eksport eller import man får over tid.

Figur 14.4 viser hvordan gjennomsnittsprisen per uke har variert i årene 2002-2011 for Norge (Oslo), Tyskland, Nederland og Storbritannia (UK).

I alle landene har variasjoner i brenselpriser og kvotepriser hatt stor betydning for prisvariasjonen. I tillegg har en rekke begivenheter påvirket prisene i de enkelte landene. Dette handler blant annet om produksjonsproblemer i kraftverk, som for eksempel begrensningene i svensk kjernekraft i noen perioder, og kjøleproblemer i kraftverk på Kontinentet i forbindelse med hetebølger. Varia-

sjoner i etterspørselen på grunn av vær og konjunkturer har også betydning og kan slå ulikt ut i forskjellige land.

Variasjoner i vindkraft og solkraft (i Tyskland) har allerede stor betydning for prisene og vil få økende betydning etter hvert som det bygges ut mer fornybar kraftproduksjon. Stor og ukorrelert prisvariasjon i de ulike landene gir større prisforskjeller mellom Norge og potensielle handelspartnere. Det øker lønnsomheten av handel.

Norsk netto eksport og netto import vil variere innenfor året og mellom år, først og fremst på grunn av stor variasjon i tilsigene. Store tilsig presser ned norsk pris. Lavere norsk pris gir flere timer med eksport og færre timer med import. Det gir økt netto eksport. Ved lave tilsig og knapphet presses prisen opp, det blir færre timer med eksport og flere timer med import. Det gir mer netto import.

Tilsigene er størst om sommeren, når forbruket er lavest. I et vått år vil prisene ofte bli presset nedover i sommerhalvåret, fordi en del av de mindre vannmagasinene fylles. Da må kraftprodusentene øke produksjonen for å unngå spill av vann. Økt produksjon kombinert med lavt forbruk gir lavere priser og økt netto eksport.

I tørre år er importbehovet særlig stort om vinteren.

14.1.5 Prisvariasjon og handelsmønster – hva kan vi vente oss i framtiden?

EUs fornybardirektiv innebærer en ambisiøs utbygging av fornybar kraft fram mot 2020. Samtidig bidrar kvotemarkedet til å gjøre gasskraft og særlig kullkraft uten karbonfangst og -lagring (CCS) dyrere i bruk. Fram mot 2050 sikter EU mot en kraftsektor praktisk talt uten CO₂-utslipp. Med en slik politikk vil fossil kraft (uten CCS) bli dyrere i bruk og etter hvert bli erstattet av utslippsfri kraftproduksjon.

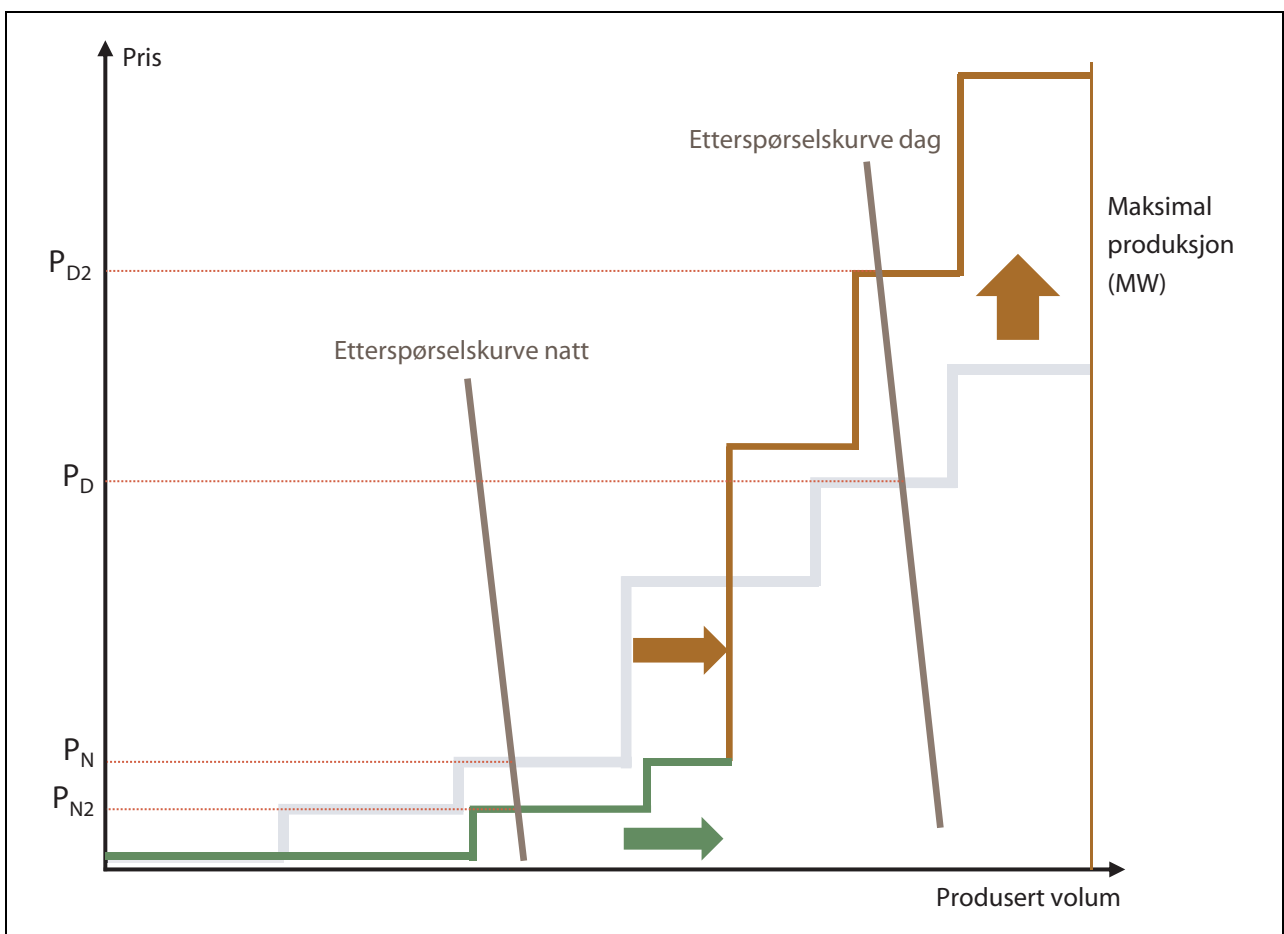
Konvensjonell fossil kraftproduksjon er regulær og kan tilpasses forbruket. Nesten alle utslippsfrie alternativer, inkludert kjernekraft og fossil kraft med CCS, er mindre fleksible eller dyrere å regulere enn tradisjonell fossil kraft. Unntaket er vannkraft med magasin som er mest fleksibel av alle innenfor døgn og uker. Sol- og vindkraft varierer dessuten med været. Et stivere produksjonssystem og mer variabel tilgang på kraft vil trolig gi økt prisvariasjon i framtiden³. Man må utvikle ny fleksibilitet innen både forbruk og produksjon, inkludert teknologier for å lagre

kraft og energi i ulike former. Det blir også viktig å styrke overføringsnettene internt i hvert land og mellom land. Et sterkere overføringsnett kan jevne ut tilfeldige svingninger i ulike fornybare energikilder. Et sterkere nett gjør det dessuten mulig å utnytte tilgjengelig fleksibilitet i et område til å håndtere ubalanser i et annet område. Et eksempel på dette er at fleksibiliteten i norsk vannkraft kan utnyttes i andre land.

Figur 14.5 illustrerer hvordan tilbudskurven i et termisk kraftsystem, som hos våre handelspartnere, kan bli endret når fossil kraft reduseres og blir dyrere, samtidig som man får et større innslag av fornybar kraft med lave produksjonskostnader.

Den lyseblå trappetrinnskurven illustrerer opprinnelig tilbudskurve, se figur 14.1. Den framtidige tilbudskurven er delt i en grønn og en brun del. Den grønne delen til venstre representerer utslippsfri kraft som har lave produksjonskostnader og som det blir mer av. Den brune delen av

³ Dersom myndighetene subsidierer inn ulike kilder til fleksibilitet kan det tenkes at markedsprisene ikke vil reflektere de fulle kostnadene ved å fremskaffe fleksibiliteten.



Figur 14.5 Klimapolitikken endrer formen på tilbudskurven

tilbudskurven representerer fossil kraftproduksjon som det gradvis blir mindre av, og som blir dyrere å bruke. Samlet sett vil prisene i perioder med lite forbruk bli lavere enn før (P_{N2}), mens prisene i perioder med høyt forbruk blir høyere enn før (P_{D2}). Variasjoner i vindkraften vil dessuten forsterke prisvariasjonen.

Med større prisvariasjon hos våre handelspartnere, vil prisforskjellene mellom disse landene og Norge bli større. Dermed blir også flaskehalsinntekten større og lønnsomheten ved forbindelsene bedre.

Norges behov for handel med kraft blir også påvirket av endringer i kraftsystemene:

- Økt variasjon i tilgangen på kraft på grunn av klimaendringer og utbygging av uregulert vannkraft og vindkraft i Norge gir økt behov for handel. Et økende kraftoverskudd i Norge (og Sverige) vil øke eksportbehovet i våte år og dempe importbehovet i tørre år.
- Dansk og finsk kullkraft øker sin produksjon i tørre år og reduserer den i våte år, som respons på markedsprisene. Nedbygging av denne reguleringsevnen øker Norges behov for handel med land utenfor Norden.

Mer variabel tilgang på kraft i Norden og mindre fleksibel kraftproduksjon, vil gi mer variasjon i kraftprisene. Dermed øker lønnsomheten av sesongpumping,⁴ magasinkapasitet og av kraftforbruk som kan skifte mellom elektrisitet og andre energibærere.

14.2 Prisvirkninger av utenlandshandel

Vi skal her drøfte hvordan krafthandel påvirker gjennomsnittsprisen over tid, prisvariasjon mellom tørre og våte år og prisstruktur innenfor døgnet og uka.

14.2.1 Flere utenlandsforbindelser gir trolig litt høyere gjennomsnittspris

Utenlandsforbindelser vil først og fremst påvirke det gjennomsnittlige prisnivået i Norge via netto eksport eller netto import over tid. En utveksling med like mye import og eksport, bare på ulike tider, vil neppe påvirke gjennomsnittlig prisnivå vesentlig.

⁴ Sesongpumping betyr at man pumper vann fra lavereliggende magasin til høyereliggende magasin, typisk fra sommeren og flomperioder til perioder med høyere kraftpriser, for eksempel om vinteren. Sesongpumping bidrar til at lagerkapasiteten i vannkraftsystemet utnyttes bedre.

Forbindelser som gir netto eksport bidrar trolig til litt høyere prisnivå

Netto eksport på en ny utenlandsforbindelse fungerer som ny etterspørsel etter kraft i Norge, og vil trolig gi omtrent samme gjennomsnittlige prisvirkning som nytt forbruk. Forskjellen er at handelen vil være prisstabiliserende, siden eksporten er størst i våte år og minst i tørre år.

I en situasjon der Norge (og Norden) har et betydelig kraftoverskudd og klart lavere priser enn for eksempel Tyskland, vil en ny forbindelse til Tyskland gi netto eksport i et normalår. Netto eksport trekker isolert sett opp den norske prisen. Størrelsen på prisøkningen avhenger av responsen i markedet på kort og lang sikt.

De høyere prisene betyr på kort sikt at fossile kraftverk i Norden vil produsere litt mer. Bedre eksportmuligheter betyr dessuten mindre sannsynlighet for spill av kraft i våte år. Total produksjon i vannkraftsystemet kan derfor øke noe. Høyere priser gir noe redusert forbruk. Videre vil høyere priser gi litt lavere eksport på de andre utenlandsforbindelser.

På lang sikt vil høyere priser øke lønnsomheten av investeringer i ny kraftproduksjon og stimulerer til ytterligere reduksjoner i forbruket.⁵ Ny kraftproduksjon og redusert forbruk vil dempe prisvirkningen av netto eksport. Kostnadene ved ny kraftproduksjon vil på lang sikt ha stor betydning for prisnivået.

En svært høy andel av kraftproduksjonen i Norden har lave marginalkostnader, og det er lite kraftproduksjon som vil stoppe dersom kraftprisen faller og blir liggende på et lavere nivå. Dette gjelder for vindkraft, vannkraft og kjernekraft som vil få økt betydning. En stor andel kraftproduksjon med lave marginalkostnader øker faren for et stort prisfall i perioder med store kraftoverskudd, enten overskuddet skyldes stor utbygging av fornybar kraft, svekket kraftintensiv industri⁶, reduksjoner i annet forbruk eller en rekke av år med store tilsig. Denne situasjonen utgjør en risikofaktor for dem som vurderer å investere i ny kraftproduksjon. Investorer ser ikke kun på forventet inntekt, men også på usikkerheten. Dersom det er

⁵ Prisnivået er viktig for beslutninger om investeringer, utvidelser og reinvesteringer i kjernekraft, utfasing av fossile kraftverk og etter hvert for investeringer i fornybar kraftproduksjon. På forbrukssiden er prisene viktig for forbruket i varmesektoren i Norden, for utviklingen i kraftintensiv industri og i noe utstrekning også for annet forbruk.

⁶ I Norge, Sverige og Finland står kraftintensiv industri for om lag 1/3 av kraftforbruket.

**Boks 14.1 Netto eksport
forutsetter at norsk prisnivå er
klart lavere enn handelspartnerenes
prisnivå**

Noen synes å mene at nye forbindelser til Kontinentet vil gi stor eksport og kontinentale priser i Norge. Men Norge vil få *netto import* på forbindelser til Kontinentet dersom det norske prisnivået nærmer seg gjennomsnittsprisene hos handelspartnerne. For at Norge skal få en betydelig eksport, må norske gjennomsnittspriser være klart lavere enn gjennomsnittsprisen hos handelspartnerne. Jo større eksport Norge skal ha, jo lavere må det norske prisnivået være.

I Tyskland har kraftprisene vært lavere enn tysk gjennomsnittspris nesten 2/3 av tiden de siste ti årene. Tilsvarende finner man i Nederland og England. Det at prisene er lavere enn gjennomsnittsprisen i nesten 2/3 av alle timer skyldes at prisene sjelden går under null samtidig som de kan bli svært høye i en del timer med knapphet på produksjonskapasitet. Dette prismønsteret betyr at hvis norsk pris var lik tysk gjennomsnittspris ville en handelsforbindelse gitt netto import og ikke netto eksport.

Netto eksport avgjøres ikke av hvor mye høyere prisene er hos handelspartneren, men av hvor stor andel av tiden prisene er høyere enn i Norge.

Eksport vil ikke gi kontinentale priser. Med kontinentalt prisnivå får Norge ingen eksport.

vanskelig å sikre inntektene fra nye kraftverk med langsiktige priskontrakter, kan risikoen for et prisfall medføre at investorer blir mer tilbakeholdne med å investere. Økte handelsmuligheter reduserer risikoen for investorene og kan dermed øke investeringsviljen. Det trekker prisene ned. I teorien kan denne virkningen helt oppveie prisvirkningen av økt netto eksport.

**14.2.2 Vi får mer prisvariasjon innenfor
døgnet og uka**

Norge vil i årene som kommer oppleve økende etterspørsel etter reguleringsevnen i vannkraftsystemet. Det er flere årsaker til dette. Norge knyttes nettmessig sterkere til Sverige og Danmark. Danmark, Sverige og Finland blir på sin

side knyttet sterkere til termiske kraftsystemer utenfor Norden, slik at prisene i Sverige og Danmark blir mer påvirket av termisk prisstruktur. Det planlegges dessuten nye forbindelser fra Norge til Tyskland og til Storbritannia. Flere forbindelser fra Norge og Norden til termiske systemer kan komme etter hvert. Kraftutvekslingen vil være preget av døgnmønsteret i prisene i termiske systemer, slik at vi får mer import om natten og mer eksport om dagen. Et økende innslag av vindkraft i nabolandene og i Norge vil også etterspørre mer regulering.

I de fleste driftssituasjoner finnes det i dag en god del ledig kapasitet for kortsiktig økning eller reduksjon i vannkraftverkens produksjon. Når handelskapasiteten øker, vil norske vannkraftverk møte økende etterspørsel på virkedager og særlig i perioder hvor det også er lite vindkraftproduksjon. Om natten og i helgene og særlig i perioder med stor vindkraftproduksjon vil vannkraften møte økende konkurranse fra billig import. De direkte virkningene av dette vil trolig være:

- Det blir flere timer om vinteren hvor effektkapasiteten ikke er tilstrekkelig til å dekke både innenlandsk etterspørsel og gi full eksport. Prisene presses i slike timer opp til et nivå som begrenser eksporten, jf. situasjonen med kraftpris P_H i figur 14.2 foran.
- Magasinkraftverk med kort brukstid kan oppleve at de ikke har nok vann til å dekke etterspørselen på virkedagene. Vannverdien i disse anleggene vil stige.
- Magasinkraftverk med lang brukstid må akseptere lavere priser fordi de må produsere i perioder hvor det er mer konkurranse fra import. Vannverdien i disse anleggene vil da falle.

Hyppigere effektknapphet og større forskjell i vannverdier vil bidra til noe større prisforskjell mellom dag og natt i Norge.

Mer prisvariasjon mellom dag og natt vil øke lønnsomheten av fleksibilitet i vannkraftverkene. Produsentene får sterkere insentiver til å utvide generatorkapasiteten og å legge til rette for pumpekraft. I noen anlegg ligger det allerede godt til rette for å gjennomføre slike endringer, mens man andre steder må gjøre betydelige investeringer. Inntektene vil også variere. Pumping ved store høydeforskjeller mellom store magasin kan for eksempel gi mulighet til å lagre betydelige energimengder mellom sesonger. Det kan gi betydelige tilleggsinntekter dersom kraftprisene for eksempel blir svært lave om sommeren i våte år. Tilsva-

rende kan økt installert effekt i noen anlegg redusere spill av kraft i våte år. Siden kostnader og tilleggsinntekter varierer betydelig, vil den langsiktige tilbudskurven for å øke reguleringsevnen være klart stigende. Noen tiltak er lønnsomme uten stor økning i prisvariasjonen, mens andre krever en betydelig økning. Mer prisforskjell mellom dag og natt vil også øke lønnsomheten ved å flytte forbruk fra dag til natt, men forbruksvolumene som kan flyttes er langt mindre enn mulig endring i produksjonsprofilen.

Investeringer som øker reguleringsevnen i vannkraftverkene vil begrense økningen i prisforskjellen. Mer fleksibelt forbruk vil ha en liknende virkning.

14.2.3 Mindre prisvariasjon mellom tørre og våte år

Økt handelskapasitet vil, alt annet likt, gi mindre prisvariasjon mellom våte og tørre perioder og år.

Ny uregulert vannkraft vil produsere ekstra mye kraft i et vått år og vil derfor bli mer lønnsom hvis priset i slike år dempes av nye utenlandsforbindelser. Nye utenlandsforbindelser gjør det derfor mer lønnsomt å bygge ut (uregulert) vannkraft. Denne effekten vil til en viss grad dempe prisutjamningen, men ikke fjerne den.

Hvis kraftbalansen er svak og Norge opplever en betydelig tilsigssvikt, kan forsyningssikkerheten bli truet. Det vil gi seg utslag i svært høye kraftpriser. Med et sterkt innenlands nett og økt kapasitet til utlandet er importmulighetene større og kraftprisen behøver ikke bli like høy for å sikre tilstrekkelig import.

14.3 Salg av system- og balansetjenester

I tillegg til å utveksle kraft basert på prisforskjeller i døgnmarkedet (Elspot), kan utenlandsforbindelser også brukes til handel med system- og balansetjenester.

Vannkraften er fleksibel på kort varsel og kan bidra til regulering når for eksempel vindkraft i våre naboland får mindre eller større produksjon enn forventet. Denne typen «justeringshandel» kan foregå fram mot driftstimen og i selve driftstimen. Utenlandsforbindelser kan brukes til denne typen handel ved at man avsetter noe av kapasiteten til dette formålet, eller ved at man kun handler i motsatt retning av kraftflyten. I situasjoner med full import kan man for eksempel tilby økt norsk produksjon og redusert import.

Mye tyder på at salg av reserver og rask regulering kan gi større inntekter per MW overføringskapasitet enn ordinær krafthandel. Med mer enn 100 GW vindkraft rundt Nordsjøen kan behovet for ulike typer reserver og regulering bli betydelig. Det er mulig å tenke seg at norsk vannkraft i framtiden vil bidra med flere tusen MW til slik hurtig regulering av kraftproduksjonen.

14.4 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

14.4.1 Mer om nytte og kostnader ved utenlandsforbindelser

Prisforskjellene mellom to land (korrigert for overføringstap) forteller oss hvor mye landene kunne spart hvis den siste MWh i landet med høy pris ble erstattet av produksjon fra landet med lav pris. Hvis handelen økes steg for steg vil prisene gradvis bli noe likere. På lang sikt vil økt handel først og fremst påvirke norske priser slik at det blir større prisforskjell mellom dag og natt og mindre prisforskjell mellom våte og tørre år. Figur 14.6 illustrerer hvordan prisforskjellene kan bli redusert når handelen øker fra null til Q.

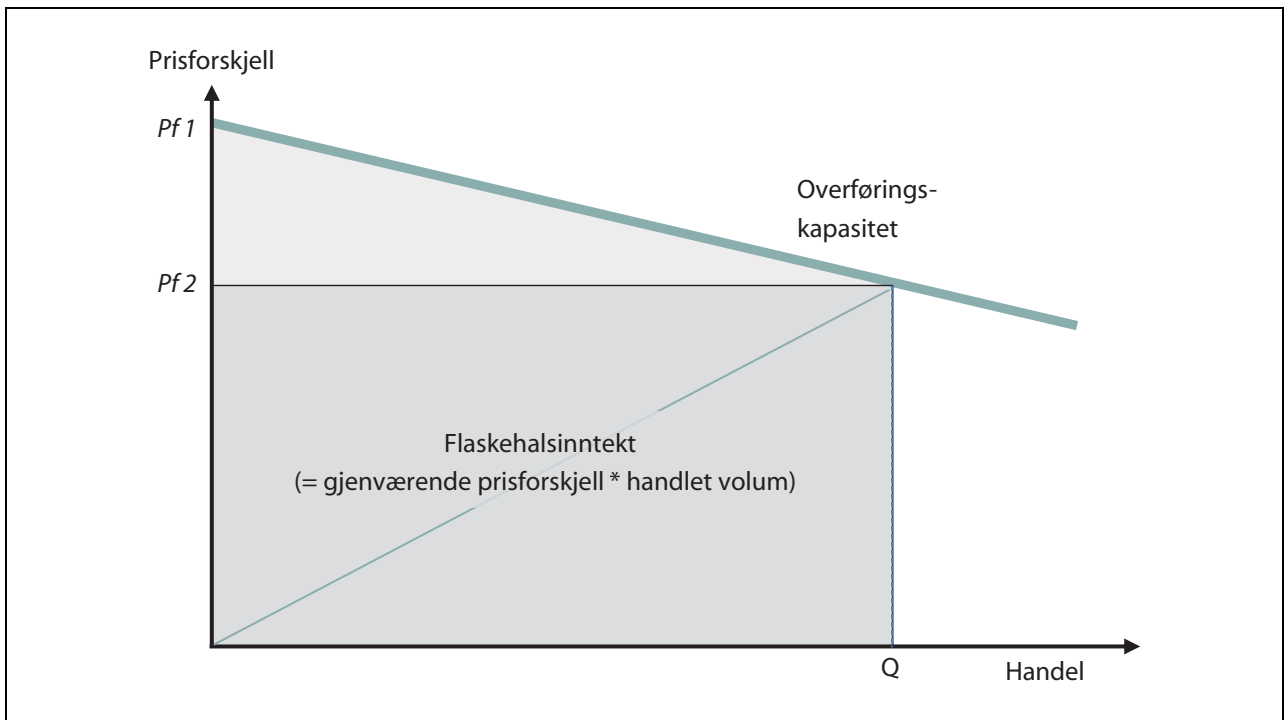
Uten handel er prisforskjellen Pf 1, og med en handel lik Q faller prisforskjellen til Pf 2. Hele arealet under den fallende linjen i figuren tilsvarende reduksjonen i produksjonskostnader ved den angitte overføringskapasiteten. Pf 2 multiplisert med overført volum (kapasiteten) gir flaskehalsinntekten. Flaskehalsinntekten fratrukket tapskostnader og andre driftskostnader tilfaller som nevnt normalt eierne av overføringsforbindelsen, og kan bidra til lavere tariffer for kundene.

Arealet i den øverste trekanten tilfaller forbrukere og kraftprodusenter. Handelen gir høyere pris i eksportsituasjoner og lavere pris i importsituasjoner. I eksportsituasjonen vinner produsentene mer enn forbrukerne taper på prisøkningen siden produksjonen er større enn forbruket. I importsituasjonen tjener forbrukerne mer enn produsentene taper, siden forbruket er større enn produksjonen. I begge situasjoner vil det dermed bli en netto gevinst.

14.4.2 Andre nytteverdier av utenlandsforbindelser

Forsyningssikkerhet

Handelsmuligheter reduserer faren for energiknapphet og styrker dermed forsyningssikkerheten. Situasjoner med fare for rasjonering gir svært høy handelsgevinst fordi prisforskjellene blir mye



Figur 14.6 Prisforskjellene avtar noe med økt handel

større enn normalt. Risikoen for rasjonering reduseres ved økt handelskapasitet. Denne nyttevirkningen er neppe reflektert i kraftprisene.

Dagens handelskapasitet gir mulighet for en betydelig import i tørre år, men importen er i stor grad avhengig av situasjonen i Sverige og Danmark. Hvis disse landene samtidig har produksjons- eller nettproblemer, kan importmulighetene bli mindre enn ønskelig. Mer diversifisert handel med direkte forbindelser til flere land vil gi sikrere importmuligheter.

Dersom Norge har kraftunderskudd i normale år, vil en del av handelskapasiteten allerede være bundet opp til import. Mulighetene til å øke importen i et tørt år blir dermed mindre. For å sikre forsyningen i alle deler av landet er det også viktig med et sterkt internt nett.

Mindre prissvingninger fra tilsigsvariasjoner

Handel med flere land bidrar som vi har sett til å redusere prissvingningene mellom tørre og våte år. Det kan redusere opplevd risiko for investorer, og kan gjøre investeringsplanlegging enklere for aktørene.

Mer effektiv konkurranse

Utenlandshandel fungerer som en svært prisfølsom etterspørsel (og tilbud). Dette betyr at nasjo-

nale kraftprodusenter har mindre mulighet til å påvirke prisen.

Klimaomstilling

Europa får behov for å øke handelskapasiteten mellom landene for å håndtere stadig mer fornybar kraft. Det vil for eksempel være vanskelig for Danmark å følge sine planer for videre vindkraftutbygging hvis man ikke kan handle med vannkraftsystemet. Handelen gjør det mulig for Danmark å eksportere kraft når man har overproduksjon av vindkraft, og importere kraft når det blåser lite. Derved får man både plass til mer vindkraft og man kan raskere redusere bruken av kullkraft og eventuelt legge ned kullkraftverk. Gevinsten ved selve handelen fremkommer i markedet, men Norge bidrar også til at det blir lettere for våre naboland å avkarbonisere kraftsektoren.

Norge trenger også flere handelsmuligheter når det skal bygges mer (uregulert) vannkraft og vindkraft nasjonalt.

14.4.3 Kostnader

De viktigste kostnadene ved nye utenlandsforbindelser er investeringen i nettanlegget og nødvendige forsterkninger på land i Norge. Det er blant annet nødvendig å spenningsoppgradere nettet på Sørlandet for å håndtere en vesentlig større kraft-

flyt.⁷ I tillegg til investeringer kommer vedlikeholdskostnader og reparasjoner som følge av feil. Feil på forbindelsene har de siste årene gitt en del utetid og dermed redusert inntektene.

Investeringskostnadene per MW overføringskapasitet på selve forbindelsene vil antakelig gå en del ned over tid. Det kan for eksempel bli mulig å sende strøm med høyere spenning gjennom kablene. Da kan kapasiteten økes uten at kablene behøver å bli tilsvarende dyrere. Omformerstasjoner mellom vekselstrøm og likestrøm er kostbare, og en del av kostnadene er knyttet til teknologiutviklingen. Dette kan tilsi lavere kostnader på lang sikt. På den annen side kan det tenkes at stor etterspørsel etter metaller (kobber) og kabler presser prisene opp.

Overføringstapene mellom Norge og Kontinentet er i størrelsesorden 4 prosent. Det oppstår også en del systemkostnader ved håndteringen av flyten på forbindelsene. Disse er knyttet til at endringer i kraftflyten på forbindelsene medfører store og raske endringer i innenlandsk kraftproduksjon og i det innenlandske nettet. Økt handel med utlandet vil gi mer transport i det innenlandske nettet og kan skape nye flaskehalser selv om nettet forsterkes. Det er viktig at prisene i ulike deler av nettet reflekterer faktiske nettbegrensninger så presist som mulig. En ineffektiv prising vil svekke lønnsomheten ved utenlandshandel og kan kreve unødvendig store forsterkninger i det norske nettet.

14.4.4 Hvor lønnsomme blir nye utenlandsforbindelser?

Modellsimuleringer fra ulike analysemiljøer og med ulike scenarioantagelser har indikert at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved utenlandshandel kan bli svært god.

En analyse av historiske kraftpriser fra 2002 til og med 2008 som Statnett gjorde i 2009, viste at dersom man hadde hatt en forbindelse som Nor-Ned til Nederland fra 2002, ville investeringen vært nedbetalt med renter i 2008. Tilsvarende inntjening over en levetid på 40 år vil gi en realavkastning på kabelen på rundt 18 prosent (Statnett, 2009). Inntektene ville variert svært mye fra år til år og innenfor årene. Forbindelser til Tyskland eller England ville også hatt god avkastning, men lavere enn for en forbindelse til Nederland. Etter

finanskrisen har lavere etterspørsel og moderate gasspriser gitt mindre prisforskjeller og dermed lavere lønnsomhet. En rekke forhold vil påvirke hvor lønnsomme utenlandsforbindelser vil bli i framtiden.

Den omtalte analysen fra Statnett sammenliknet observerte prisforskjeller i perioden 2002-2008 med simuleringer fra en detaljert markedsmodell (BID). Man fant da at modellanalysene kun fanget opp omkring halvparten av prisforskjellene som man hadde observert i virkeligheten. Avviket skyldtes i stor grad at modellsimuleringen ikke fanget opp store endringer i brenselprisene og større sjokk i markedene. I praksis varierer markedsprisene betydelig mer enn man får fram i modellsimuleringer, og handelen er dermed mer lønnsom enn modellanalysene viser.

Dersom ny fleksibilitet blir betalt utenfor kraftmarkedet, for eksempel ved et eget kapasitetsmarked eller egne støtteordninger, vil det bli mindre variasjon i markedsprisene. Hvis det skjer en slik forskjellsbehandling, og handelskapasitet dermed ikke får en like stor godtgjørelse for å bidra til fleksibilitet, blir lønnsomheten av utenlandsforbindelser lavere.

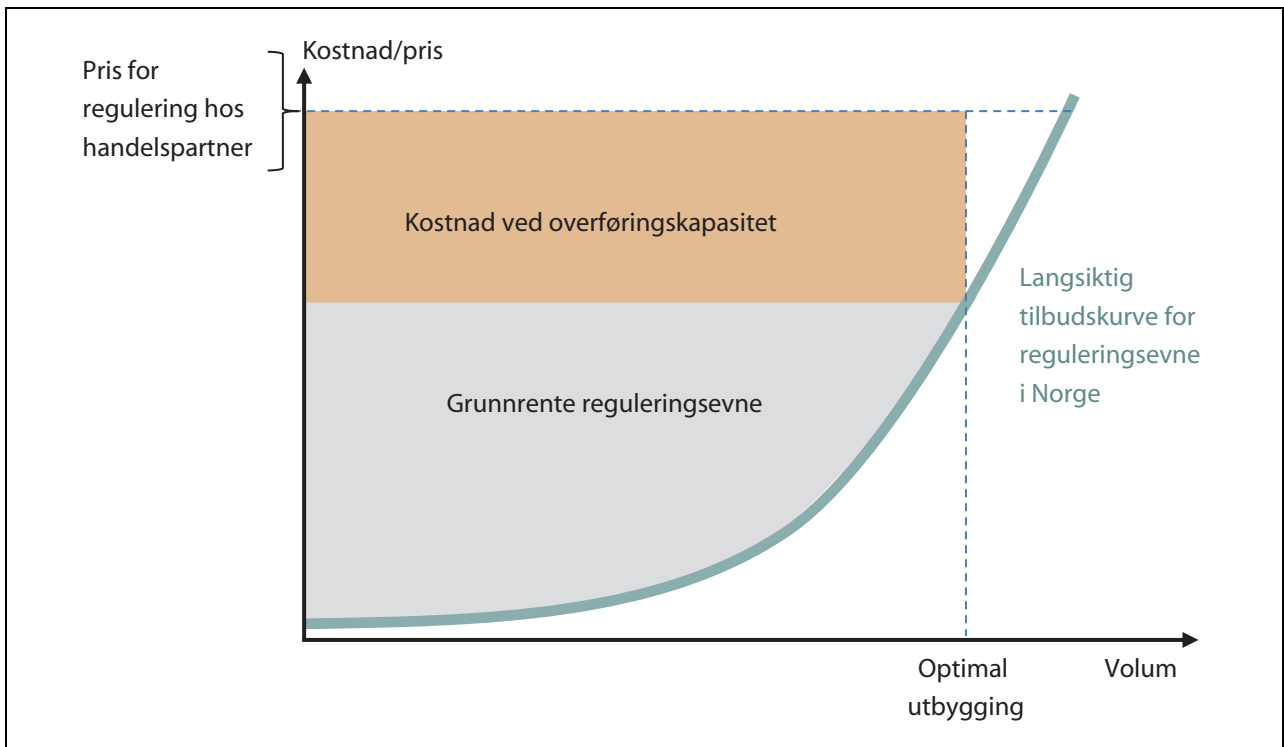
14.4.5 Hvor mye fleksibilitet vil og kan Norge levere?

Avkastningen på nye utenlandsforbindelser vil avta etter hvert som man bygger flere. Hvor mye handelskapasitet det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge, avhenger av prisforskjellene mot handelspartnerne, kostnader ved overføringsforbindelsene, kostnader i det norske nettet og, etter hvert, kostnadene ved å øke fleksibiliteten i vannkraftsystemet. Det finnes et betydelig teknisk potensial for å øke effektkapasiteten og bygge pumpekraft i Norge, men det er stor variasjon i kostnadene for ulike prosjekt. Ved utbygging av ny fleksibilitet i vannkraftsystemet står man derfor overfor en gradvis stigende kostnad.

I Europa vil økt fleksibilitet fra Norge konkurrere med alternative kilder til fleksibilitet. Kostnadene ved alternativene vil sette et tak for hvor mye fleksibilitet det er lønnsomt å bygge ut i Norge. I tillegg kan utviklingen av fleksibilitet på norsk side bli begrenset av hvilke naturinngrep som aksepteres.

Dersom verdien av fleksibilitet i Europa er klart høyere enn kostnadene ved å bygge overføringsforbindelser til Norge, kan en optimal utbygging av reguleringsevne og utveksling illustreres som i figur 14.7.

⁷ På Sørlandet er et viktig formål med forsterkningene å legge til rette for økt utenlandshandel. Samtidig kan forsterkningene også styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for nytt forbruk og ny produksjon i regionen.



Figur 14.7 Optimal utbygging av fleksibilitet i vannkraftsystemet

«Pris for regulering hos handelspartner» angir inntekten fra kraftutveksling og fra eventuelle salg av system og balansetjenester. Det vil være lønnsomt å øke handelskapasiteten så lenge den økte inntekten dekker de samlede kostnadene ved å øke overføringskapasiteten og ved å levere den økte reguleringen fra vannkraftsystemet. Ved en optimal utbygging får den siste enheten av reguleringssevne og overføringskapasitet en normal avkastning.

Med forutsetningene i figuren, vil overføringsforbindelsene høste en unormalt høy fortjeneste inntil man når optimal utbygging. Etter hvert som handelskapasiteten økes, blir det mer prisvariasjon (prisstruktur) i Norge og det blir lønnsomt å øke fleksibiliteten i vannkraftsystemet (og i for-

bruk). Mer prisvariasjon mellom dag og natt i Norge betyr at flaskehalsinntektene går ned mens fleksibel vannkraft tjener mer. Ved en optimal utbygging høster fleksibel vannkraft en grunnrente, som angitt i figuren, mens overføringsforbindelsene høster normal avkastning.

Det synes klart lønnsomt å bygge en del ny handelskapasitet til Kontinentet og Storbritannia, men det er vanskelig å avgjøre hvor langt det er lønnsomt å gå. Det er mulig både å se for seg en mer begrenset utbygging med 4 – 5000 MW ny overføringskapasitet til utlandet, og en utvikling hvor Norge bygger mye mer utvekslingskapasitet og øker vannkraftens reguleringssevne betydelig på lang sikt.

Referanse- og litteraturliste

- Abrahamsen, A. S. og Bergh, M. (2011): *Energi- bruk i bygninger for tjenesteytende virksomhet. 2008*. Statistisk Sentralbyrå, Rapport 17/2011.
- Bell, D., Gray, T. og Hagget, C. (2005): «The «social gap» in wind farm siting decisions: Explanations and policy responses.» *Environmental Politics*, 14(4), s. 460-477.
- Bye, T. og Hope, E. (2007) «Deregulering av elektrisitetmarkedet – Norske erfaringer», *Økonomisk forum*, nr. 1 2007.
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G. og Riis, C. (2010): *Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem*. Rapport fra OEDs ekspertutvalg om driften av kraftsystemet, avgitt 30. november 2010.
- Bye, T., Berg, M. og Holstad, M. (2010): «Lønnsomhetsutvikling i norsk kraftsektor etter dereguleringen i 1991.» Statistisk Sentralbyrå, *Økonomiske analyser*, 5/2010.
- Byrkjedal, Ø. og Åkervik, E. (2009): *Vindkart for Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat. Oppdragsrapport A 9/2009.
- Bøeng, A. C. (2011): Hvordan kan Norge nå sitt mål om fornybar energi i 2020? Statistisk Sentralbyrå, *Økonomiske Analyser*, 6/2011.
- Bøeng, A. C., Isaksen, E., Jama, S. M. og Stalund, M. (2011): *Energiindikatorer for Norge 1990-2009*. Statistisk Sentralbyrå, Rapport 31/2011.
- COM(2010) 639 final: *Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy*.
- COM(2010) 677 final: *Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network*.
- COM(2011) 112 final: *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*.
- COM(2011) 144 final: *Road map to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource-efficient transport system*.
- COM(2011) 370 final: *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency*.
- COM(2011) 658 final: *Proposal for a regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure*.
- COM(2011) 676 final: *A growth package for integrated European infrastructures*.
- COM(2011) 885/2: *Energy Roadmap 2050*.
- Department of Energy and Climate Change (2011): *The Carbon Plan: Delivering our Low Carbon Future*. HM Government, December 2011.
- Directive 2000/60/EC: *Water framework directive*. (Vanndirektivet.)
- Directive 2002/91/EC: *On the energy performance of buildings*. (Bygningsenergidirektivet.)
- Directive 2006/32/EC: *On energy end-use efficiency and energy services*. (Energitjenestedirektivet.)
- Directive 2009/28/EC: *On the promotion of the use of energy from renewable sources*. (Fornybardirektivet.)
- Directive 2009/72/EC: *Common rules for the internal market in electricity*. (Elektrisitetsdirektiv III.)
- Directive 2009/73/EC: *Common rules for the internal market in natural gas*. (Gassmarkedsdirektiv III.)
- Directive 2009/125/EC: *A framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products*. (Økodesigndirektivet.)
- Directive 2010/30/EU: *On the indication on labelling and standard product information of the consumption of energy and other resources by energy-related products*. (Energimerkedirektivet.)
- Directive 2010/31/EU: *On the energy performance of buildings (recast)*. (Revidert Bygningsenergidirektiv.)
- Direktoratet for naturforvaltning (2012): *Store kontra små vannkraftanlegg – hva gir minst naturbelastning?* Notat, 20/2-2012.
- DSB (2012): *Sikkerhet i kritisk infrastruktur og kritiske samfunnsfunksjoner – modell for overordnet risikostyring*. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, KIKS-prosjektet, 1. delrapport.
- EC Group (2012): *Gevinstfordeling i kraftsektoren*. Notat 17/1-2012.
- ECON Pöyry (2010): *Rammeverk for utvikling av miljøteknologi*. ECON Rapport 2010-01.
- Energiutvalget (2012): *Bakgrunnsnotat om beregninger til Energiutvalget*. Kan lastes ned fra www.regjeringen.no/OED

- Enova (2009): *Potensial for energieffektivisering i norsk landbasert industri*. Enova og Norsk Industri, Rapport 2009:5.
- Enova (2012a): *Potensial- og barrierestudie. Energieffektivisering i norske bygg*. Enova, Rapport 2012:01.
- Enova (2012b): *Potensial- og barrierestudie. Energieffektivisering av norske boliger*. Enova, Rapport 2012:01.1.
- Enova (2012c): *Potensial- og barrierestudie. Energieffektivisering i norske yrkesbygg*. Enova, Rapport 2012:01.2.
- Enova (2012d): *Potensial- og barrierestudie. Passivhus og nær nullenergibygninger*. Enova, Rapport 2012:01.3.
- Federal Ministry of Economics and Technology (2010): *Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply*.
- Finansdepartementet (2000): *En strategi for sysselsetting og verdiskaping*. NOU 2000: 21.
- Golombek, R. og Hoel, M. (2009): *International Cooperation on Climate Friendly Technologies*. CESifo Working Paper No. 2677.
- Heiberg, E., Aall, C. og Tveit, E.-M. (2009): *Vindkraft, reiseliv og miljø – en konfliktanalyse*. Vestlandsforskning, Rapport 1/2009.
- Hoel, M. og Greaker, M. (2009): «Internasjonelt samarbeide, teknisk utveckling och klimat.» I Braunerhjelm, P. (red.): *Entreprenörskap och innovationer för hållbar utveckling*. Swedish Economic Forum Report, Stockholm.
- Hofstad, K. (red.) (2008): *Solenergi til varmeformål – snart lønnsomt?* Norges vassdrags- og energidirektorat, Oppdragsrapport A 10/2008.
- Hope, E. (2000): *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*. Fagbokforlaget.
- Høydal, E. og Ø. Rustad (2009): «Befolkningsvekst – men ikke overalt.» Statistisk Sentralbyrå, *Samfunnsspeilet*, nr. 5-6 2009.
- Ibenholt, K. og Fiksen, K. (2011): *Energieffektivisering i eksisterende bygg*. Vista Analyse AS, Rapport 2011/31.
- IEA (2008): *Energy Technology Perspectives 2008*.
- IEA (2010): *Energy Technology Perspectives 2010*.
- IEA (2011): *World Energy Outlook 2011*.
- Innst. S. nr. 145 (2007-2008): *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om norsk klimapolitikk*.
- Klimakommissionen (2010): *Grøn energi – vejen mot et dansk energisystem uden fossile brændsler*.
- Klimakur (2010): *Klimakur 2020: Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020*. TA 2590/2010.
- Kommunal- og regionaldepartementet (2010): *KRDs arbeidsgruppe for energieffektivisering i bygg*. (Arnstad-utvalget.)
- Lavenergiutvalget (2009): *Energieffektivisering*. Meld. St. 1 (2010-2011): *Nasjonalbudsjettet 2011*. Finansdepartementet.
- Meld. St. 28 (2010-2011): *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*. (Petroleumsmeldingen.) Olje- og energidepartementet.
- Menon (2011): *Fornybar energi og miljø*. Rapport 13.
- Menon (2012): *Verdiskapingen i leverandørindustrien til norsk energisektor*. Notat, januar 2012.
- Naturvårdsverket (2011): *Vindkraftens effekter på fåglar och fladdermöss*. Rapport 6467, november 2011.
- Norsk Energi (2011): *Mulighetsstudie biokraft*. Oppdragsrapport for Enova SF.
- Norsk klimasenter (2009): *Klima i Norge 2100*. Bakgrunnsmateriale til NOU Klimatilpasning, Foreløpig utgave, juni 2009.
- NVE (2010): *Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Rapport 4/2010.
- NVE, Oljedirektoratet, Kystverket, Fiskeridirektoratet og Direktoratet for naturforvaltning (2010): *Havvind – forslag til utredningsområder*.
- NVE (2011a): *Økt installasjon i eksisterende vannkraft*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Rapport 10/2011.
- NVE (2011b): *Energibruk: Energibruk i Fastlands-Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Rapport 9/2011.
- NVE (2011c): *Vurdering av magasinflexibilitet*. Rapport til Olje- og energidepartementet 13/9-2011.
- NVE (2012): *Har dagens markedsorganisering og systemutnyttelse et forbedringspotensial?* Under arbeid.
- Oljedirektoratet, Norges vassdrags og energidirektorat, Petroleumstilsynet, Statens forurensningstilsyn (2008): *Kraft fra land til norsk sokkel*. Ot.prp. nr. 62 (2008-2009): *Om lov om endringer i energiloven*. Olje- og energidepartementet.
- Prime Minister's Office (2009): *Government Foresight Report on Long-term Climate and Energy Policy: Towards a low-carbon Finland*. Prime Minister's Office Publications 30/2009.
- Ramstad, R. K. (2011): *Grunnvarme i Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Oppdragsrapport A 2011/5.
- Rebelgroup (2011): *Benefit Sharing Mechanisms for Renewable Energy Sources (RESHARE)*. final report.
- Rees, D. (2009): *Holdning til vindkraft i berørte kommuner*. Presentasjon for NVE september 2009 (lastet ned 15/2-2012 fra http://www.nve.no/PageFiles/7983/B1_Daniel_Rees.pdf).

- Regeringens proposition 2008/09:162: *En sammanhållen klimat- och energipolitik.*
- Regulation (EC) No 714/2009: *On conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity.*
- Regulation (EC) No 715/2009: *On conditions for access to the natural gas transmission networks.*
- Ryan, L., Moarif, S., Levina, E. og Baron, R. (2010): *Energy efficiency and carbon pricing.* IEA energy efficiency series, Information paper.
- SEC(2011) 1233: *Impact assessment accompanying proposal for a regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure.*
- Skjold, D. O. og Thue, L. (2007) *Statens nett.* Universitetsforlaget.
- Smedby, H., Midttømme, K. og Stene, J. (2011): *Energi fra overflatevann i Norge – kartlegging av økonomisk potensial.* Norges vassdrags- og energidirektorat, Oppdragsrapport A 9/2011
- St.meld. nr. 54 (1979-80): *Norges framtidige energibruk og –produksjon.* Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 34 (2006-2007): *Norsk klimapolitikk.* (Klimameldingen 2007.) Miljøverndepartementet.
- St.meld. nr. 9 (2008-2009): *Perspektivmeldingen 2009.* Finansdepartementet.
- St.meld. nr. 16 (2008-2009): *Nasjonal transportplan 2010-2019.* Samferdselsdepartementet.
- St.meld. nr. 39 (2008-2009): *Klimautfordringene – landbruket en del av løsningen.* Landbruks- og matdepartementet
- Statnett (2010a): *Nettutviklingsplan 2010.*
- Statnett (2010b): *Lønnsomhet av utenlandsforbindelser. Hva kan vi lære av historien?* Sak 2010/356, Prosjekt 13118.
- Statnett (2011): *Nettutviklingsplan 2011.*
- Sweco Grøner (2007): *Potensialstudie av vindenergi i Norge.* Oppdragsrapport for Enova SF.
- Teigland, J. (2001): *Effekter av vannkraftutbygging for friluftsliv og reiseliv.* Vestlandsforskning, Rapport 1/2001.
- THEMA Consulting Group (2011): *Itjnå som kjæm tå sæ sjøl? Hvorfor utløses ikke de lønnsomme klimatiltakene i Klimakur?* THEMA Consulting Group og Vista Analyse, THEMA Rapport 2011-11.
- THEMA Consulting Group og Carbon Limits (2011): *Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor.* THEMA Rapport 2011-13. Kan lastes ned fra www.regjeringen.no/OED.
- THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde (2011): *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader.* THEMA Rapport 2011-19. Kan lastes ned fra www.regjeringen.no/OED.
- THEMA Consulting Group og Pöyry (2010): *Grønne forretningsmuligheter.* Econ-rapport R-2010-050.
- Thue, L. og Rinde, H. (2001): *Samarbeidets kraft – Elforsyning og bransjeorganisering 1901-2001.* Energi Forlag AS, Oslo.
- Trømborg, E., Sjølie, H. K., Bergseng, E., Bolksjø, T. F., Hofstad, O., Rørstad, P. K., Solberg, B. og Sunde, K. (2011): *Carbon Cycle Effects of Different Strategies for Utilisation of Forest Resources – a Review.* Institutt for Naturforvaltning, UMB, A, Fagrapport nr. 19/2011.
- Warren, C. R., Lumsden, C., O'Dowd, S. og Birnie, R. V. (2005): «Green on green: Public perceptions of wind power in Scotland and Ireland.» *Journal of Environmental Planning and Management*, vol 48, nr. 6, s. 853–875.
- Ørbeck, M. (2011): *Bioenerginæringens rolle i samfunnet.* Notat fra Østlandsforskning 31. desember 2011.
- lover og forskrifter
- Lover
- LOV-1990-06-29-50 *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* (energiloven).
- LOV-1917-12-14-16 *Lov om erverv av vannfall m.v.* (industrikonsesjonsloven).
- Forskrifter gitt med hjemmel i energiloven
- 1999.03.11 nr 0302: (OED) *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.*
- 2001.12.17 nr 1421: (OED) *Forskrift om planlegging og gjennomføring av rekvisisjon av kraft og tvangsmessige leveringsinnskrenkninger ved kraftrasjonering* (rasjoneringsforskriften).
- 2002.05.07 nr 0448: (OED) *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.*
- 2002.12.16 nr 1606: (OED) *Forskrift om beredskap i kraftforsyningen.*
- 2002.12.16 nr 1607: (OED) *Forskrift om energiutredninger.*
- 2004.11.30 nr 1557: (OED) *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.*

Vedlegg 1

Verdiskaping og effektivitet i samfunnsøkonomisk forstand

v/Torstein Arne Bye

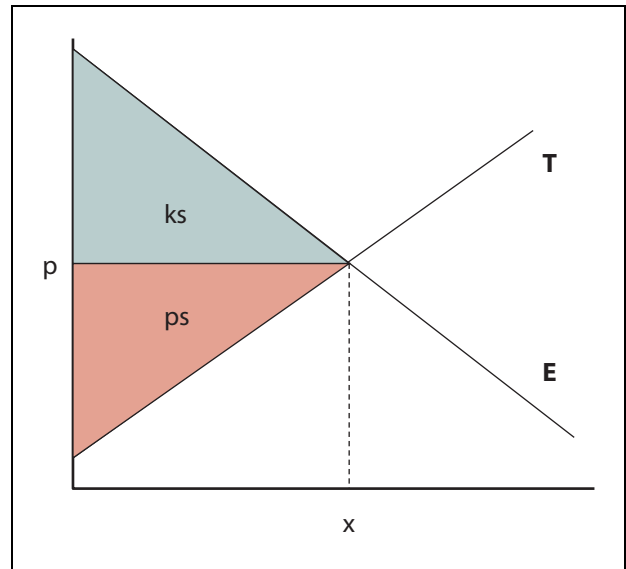
Innledning

Hva er verdiskaping, hvordan kan den måles, hvordan sørger man for at man får høyest mulig verdiskaping og er det rett fram å finne ut hva verdiskaping er? Her vil vi først se på grunnlaget for at man skal sikre seg høyest mulig verdiskaping, så hvordan dette kan måles og deretter drøfte en del kompliserende faktorer som markedssvikt, usikkerhet og fordeling. Til slutt drøftes noen konkrete energieksimpler under denne konteksten.

Grunnlaget for høyest mulig verdiskaping

Utgangspunktet for vurdering av verdiskaping er at man ønsker å bruke de ressursene som finnes i samfunnet på en mest mulig effektiv måte, hensyn tatt til alle kostnader. Da må man allokere ressursene dit hvor de kaster mest av seg. Gjennom denne allokeringsmekanismen framkommer også *alternativverdien* på all ressursbruk. Vi kan få en alternativ avkastning ved å bruke ressursen på en annen måte enn den valgte. Om vi bruker ressursen andre steder enn der den kaster mest av seg, lider vi et tap. Et marked vil ofte allokere ressursene på en slik effektiv måte, men se nærmere nedenfor om unntak fra dette.

La oss ta utgangspunkt i et forenklet marked med stigende tilbudskurve, T, av et gode og fallende etterspørsel, E, etter samme godet, se figur 1.1. Betalingsvilligheten (etterspørselen) for godet er altså fallende (større etterspørsel til lavere pris). Tilbudet øker når prisen øker, fordi vi antar at man starter med å produsere de enhetene som er billigst og deretter går over på dyrere og dyrere prosjekter. I tilbudskurven inngår alle kostnader; det vil si alle driftskostnader, arbeidskostnader og kapitalkostnader. Når prisen øker, blir det lønnsomt å produsere flere enheter (høyere kostnad for større mengde) gitt langs kurven T. I markedet dannes det en likevekt for pris p og mengde x der etterspørsel og tilbud møtes. Her er markedet i balanse, og verken produsenter eller forbrukere



Figur 1.1

har noe økonomisk insentiv til å endre produksjon og forbruk. Totalkostnaden ved produksjon er gitt ved arealet under kurven T fram til produsert mengde x , mens inntekten for produsenten er pris ganget med mengden (firkanten $p \cdot x$). Da oppstår et produsentoverskudd som er differansen mellom verdien og kostnaden – arealet ps . For forbrukeren viser arealet under kurven E fram til kjøpt mengde x den totale nytten av godet. Utgiften for å få mengden x er pris p ganget med mengde x . Forbrukeren kjøper ikke enheter som koster mer enn de gir i form av nytte. Vi får et konsumentoverskudd som forskjellen mellom nytten og det de må betale – arealet ks . En løsning der vi får x og p er den som skaper høyest mulig velferd for samfunnet av dette godet.

Resonnementet ovenfor kan gjentas for alle markeder i økonomien. Samfunnets samlede bruk av ressursene (også arbeid og kapital) gir i henhold til dette den maksimale verdiskapingen i samfunnet. Om man tilpasser ressursbruken til dette vil man finne at ressursene gis den samme verdien i alle anvendelser. Både prisene og kost-

nadene ved all innsats bestemmes av samspillet i disse markedene. Alle ressurser har altså alternative anvendelser som gir den relevante kostnaden for alle aktører i deres streben etter verdiskaping. Ressursene er knappe faktorer, og man allokere disse etter hvor stor verdi de gir i enhver anvendelse. Om man ikke kan dekke alternativkostnaden, betyr det at ressursen kan flyttes til et annet sted hvor alternativkostnadene kan dekkes og verdiskapingen blir større.

I mange aktiviteter i samfunnet kan man utvide kapasiteten til de samme enhetskostnadene. Da er kurven T flat, og vi har ikke noe produsentoverskudd. Da er summen av kostnaden ved bruken av varer og tjenester (produktinnsats), arbeidskraft og kapital per enhet produsert lik prisen. I de fleste næringer som er basert på naturressurser (elektrisitet, olje, jordbruk, fiske etc.) er det marginalt avtakende avkastning. Det betyr for eksempel i kraftsektoren at vi rangerer kraftverk etter stigende kostnader. Vi tar i bruk de billigste fossefallene først, og så blir det dyrere og dyrere å bygge ut flere. Kostnadskurven blir da stigende som i figuren. Tilsvarende får vi om ressursen er knapp (begrenset). Da får vi et produsentoverskudd som beskrevet ovenfor – ofte også kalt grunnrente eller renprofitt. Dette er verdiskapingen som er knyttet til *utnyttelsen av naturressursen*. Her er det forskjell på om ressursen er fornybar (formuen består) eller om den ikke er fornybar (jf. for eksempel oljen som tappes og «flyttes» til finansformue (pensjonsfond utland) – da er mye formuesomplussing og ikke verdiskaping som definert ovenfor).

I de fleste markeder får også de primære innsatsfaktorene, arbeid og kapital, avlønning – de er inkludert i kostnadene bak tilbudskurven T. Arbeidskraft brukes ikke opp. Det er i prinsippet like mye av den etter at den er brukt i en bedrift som før. Den avlønnen denne får er altså verdiskaping – formuen arbeidskraft består og i tillegg få vi noe ekstra – avlønnen. Den delen av kapitalkostnaden som er slitasje brukes i en viss forstand opp. Det får man betalt for ved at man for lov å avskrive denne i regnskapet slik at kapitalmengden kan opprettholdes. En del av overskuddet er da finanskapital og sammen med den resterende realkapitalen opprettholdes altså kapitalen. En annen viktig del av kapitalkostnaden i tilbudskurven er avkastningen – som kan sammenliknes med den verdi som kapitalen ville hatt i alternativ anvendelse. Siden verken arbeid eller kapital fortæres – det vil si at formuen er den samme – er den avkastningen disse faktorene får (arbeidsinntekt og netto kapitalinntekt) en del av verdiskapingen.

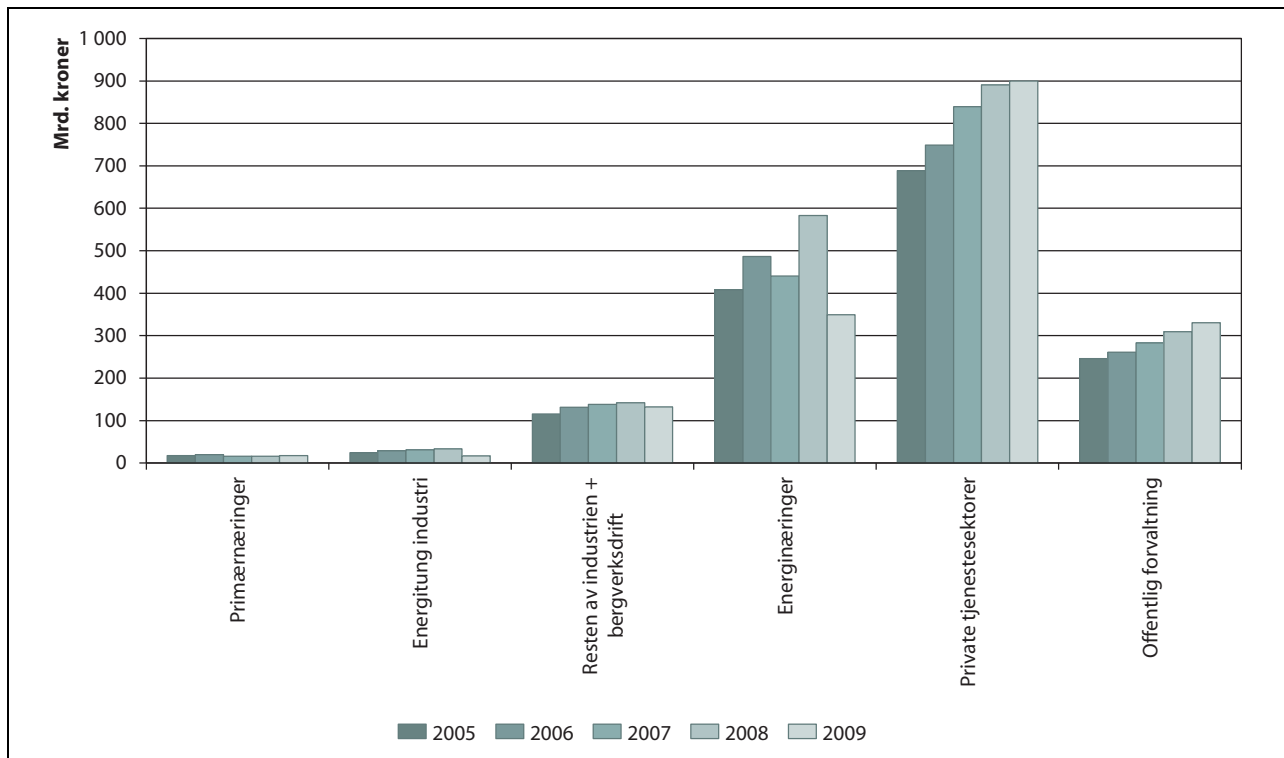
Hvordan måler vi verdiskaping i samfunnet og i bedrifter?

Gitt definisjonen av verdiskaping ovenfor kan vi måle avkastningen i samfunnet ved netto nasjonalprodukt. Verdien av all produksjon i samfunnet minus verdien av all innsats av varer og tjenester er brutto nasjonalprodukt (som ofte litt villedende blir omtalt som landets verdiskaping). Kapitalen slites imidlertid, man tærer på realformuen, og denne slitasjen må vi trekke fra. Da sitter vi igjen med netto nasjonalprodukt, som litt forenklet kan sies å være den inntekten som går til de to primære innsatsfaktorene arbeid og kapital (inklusive naturressurskapitalen)¹. Arbeidsformuen, realkapitalen og naturressurskapitalen som anvendes i produksjon gir altså en avkastning – som er verdiskapingen i samfunnet.

Tilsvarende resonnering kan man anvende på bedriftsnivå. Hvis bedriftens produksjonsverdi minus verdien av innsatsen av varer og tjenester kan belønne arbeidskraften og realkapitalen som i alternativ anvendelse, så er bedriften verdiskapende. Om bedriften må ha ressursene (varer, tjenester, arbeid, kapital) til lavere kostnad enn alternativkostnaden for å kunne eksistere, så tar i en viss forstand denne bedriften ressurser fra andre bedrifter som kunne gitt en bedre avkastning av ressursen. Man kunne altså fått høyere verdiskaping ved å anvende ressursene alternativt. Da må man korrigere nettoproduktet i denne bedriften med forskjellen i faktorprisene for å kunne vurdere om den er verdiskapende eller ikke.

I figur 2 viser vi verdiskapingen målt på denne måten i noen hovedsektorer i norsk økonomi. Siden norsk økonomi er svært åpen (stor utenrikshandel) har vi vist utviklingen over 5 år. Noen interessante hovedtrekk er: Privat tjenesteyting står for den største delen av verdiskapingen (vel 51 prosent i 2009) og er av økende betydning, deretter kommer energisektorene olje, gass, vannkraft) med 20 prosent. Olje og gass betyr mest her (89 prosent), men vannkraftens andel er også betydelig (11 prosent av energisektoren). Ser man på energisektoren over de fem årene (jf. at olje-, gass og kraftpriser varierer mye over år) så er andelen om lag 26 prosent. Industrien samlet står for 8,5 prosent av netto nasjonalprodukt der den energitunge industrien står for om lag 17 prosent av industriens andel (det vil si som et

¹ Når vi her sier forenklet, så skyldes det at vi også har skatter og avgifter som forstyrrer dette bildet. I forhold til nettoprodukt må subsidier trekkes fra og skatter legges til for å få sektorens verdiskaping. Dette påvirker imidlertid ikke det prinsipielle resonnerementet her.



Figur 1.2 Nettoprodukt etter hovednæring

Kilde: Nasjonalregnskapet, SSB

gjennomsnitt over perioden (her kan man ikke se på år for år, siden dette er en svært konjunkturutsatt bransje). Det betyr at annen industri står for om lag 83 prosent av industriens bidrag til verdiskapingen i gjennomsnitt over disse årene. Dette betyr at den energitunge industrien står for om lag 1,5 prosent av den totale verdiskapingen i samfunnet. Primærnæringerens andel er om lag 1 prosent. Offentlig sektor står for 19 prosent av verdiskapingen.

Verdiskaping og effektivitet

Med effektivitet mener man ofte *teknisk effektivitet*, det vil si at vi ikke skal bruke mer ressurser på en aktivitet enn strengt nødvendig. Vi skal ikke sløse med ressursene. Et mer interessant begrep i økonomisk forstand er *kostnadseffektivitet*: man velger innsatsfaktorer og teknologi på en måte som gir lavest mulige kostnader i produksjonen av gitte mengder av ett eller flere goder. Her kan det være forskjell på hva som er kostnadseffektivt for den enkelte bedrift/forbruker versus samfunnet. Viktige kilder til forskjeller her kan for eksempel være eksterne effekter, imperfekt konkurranse og at skatter/subsidier skaper vridninger mellom priser og de samfunnsøkonomiske alternativkostnadene.

Fra et samfunnsøkonomisk synspunkt må man også vurdere *allokerings effektivitet*: ressursene bør brukes der de kaster mest av seg – det vil si der verdiskapingen er størst. Dette krever i tillegg til kostnadseffektivitet at man også velger hvilke goder som skal produseres. Ofte bruker man begrepene allokerings effektivitet og kostnadseffektivitet på samfunnsnivå om hverandre. For de fleste goder overlates valget til markedet. Viktige unntak er utdanning, helse, forsvar og andre offentlige tjenester der det av flere grunner kan være avvik mellom privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger.

Markedsvikt

I de fleste økonomier eksisterer ulike former for markedsvikt. Her skal vi spesielt se på *eksterne effekter* (det vil si at enkeltaktørers aktivitet kan implisere at andre aktører påføres negative eller positive konsekvenser) og noen *markedsimperfeksjoner*.

Negative eksterne effekter kan for eksempel være forurensing, nedbygging av landskap, påvirkning av estetiske verdier etc. Et fritt marked vil normalt ikke ta hensyn til at man gjennom egen aktivitet skaper slike eksterne kostnader for andre. Da realiserer ikke markedet de høyeste

samfunnsverdiene. Det som tilsynelatende ser ut som verdiskapende fra en bedrifts side, behøver ikke være like verdiskapende fra samfunnets side siden alle kostnader ikke er inkludert i bedriftskalkylen. Vi setter inn mer ressurser enn det vi får igjen. Slike negative eksterne effekter kan ivaretas ved for eksempel prising av ulempene (avgift på forurensing), eller regulering av tilgangen til naturverdier (for eksempel verving av vassdrag, forbud mot vindmøller i utsatte strøk, regulering av traseer for master, kompensasjon for lokale naturbelastninger, bevaring av uberørte områder etc). Etter at disse verdiene er regulert (internalisert) kan det fortsatt tenkes at aktiviteten er verdiskapende – det vil si kunne betale for alternativverdien av arbeid og kapital og de eksterne verdiene. Ofte kan imidlertid konklusjonen være at aktiviteten ikke er verdiskapende når vi tar hensyn til eksterne effekter.

Det er viktig å skille mellom selve reguleringen av de eksterne effektene og eierskapet til det som reguleres, for eksempel miljøet. Reguleringen skal foretas uavhengig av selve fordelingsspørsmålet. Den verdien som oppstår gjennom reguleringen fordeles i normale markeder etter eierskap, men i tilfelle med eksterne effekter er det ikke alltid enkelt å fastslå hvordan eierskapet er. Likevel skal den som belaster for eksempel miljøet, betale for denne ulempen. Hvis ikke, sikrer man ikke at man får en god vurdering av om prosjektet faktisk er verdiskapende. Verdien må da fordeles gjennom en forhandlingsprosess mellom de som regulerer på samfunnets vegne, og de som berøres av inngrepet.

Positive eksterne effekter er positive verdier for samfunnet, som et prosjekt skaper, men som den som investerer i prosjektet ikke tar hensyn til i sin beslutning. Det klassiske eksempelet her er FoU. For eksempel kan en tenke at FoU på CCS-teknologi, etter at man har løst alle utfordringer med denne, kan komme andre som vil benytte denne teknologien til gode. Verdien av fordelen for andre vil en bedrift normalt ikke ta hensyn til i vurderingen av om de skal starte prosjektet eller ikke da verdien ikke tilfaller (eller ikke fullt ut tilfaller) denne bedriften. Altså kan FoU være samfunnsøkonomisk lønnsomt, selv om det ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Slike positive eksterne effekter kan man korrigere for ved å støtte slik FoU økonomisk. Betingelsen for slik støtte er altså at det kan knyttes positive spillovereffekter til slik FoU. Et dilemma er ofte at mye av den FoU som foregår, kan tenkes å gi slike effekter og at i mange tilfelle vil også de eksterne effektene være internalisert av markedet selv. Å avgjøre hvilke

som forsvarer støtte, og hvilke som ikke forsvarer dette, er ikke trivielt. Utvikling av nye teknologier som det ikke svarer seg for den enkelte aktør å foreta, men som i neste omgang kommer andre til gode og dermed samlet sett gir overskudd for samfunnet er da verdiskapende.

I resonnementene ovenfor har en så langt antatt «perfekte» markeder. Det er ikke uvanlig at det eksisterer *imperfeksjoner* i markeder. Slike imperfeksjoner kan være manglende informasjon (gir gale beslutninger), markedskonsentrasjon (misbruk av markedsrett som gir for høy pris og for lite volum), skatter (vrires ressursbruken fra det optimale), subsidier (reflekterer ikke de riktige kostnadene – jf. også alternativkostnaden) og lignende. Det kan også noen ganger være innslag av kollektive goder (for eksempel forsyningssikkerhet i energimarkedet) som enkeltaktører ikke tar inn over seg i et prosjekt. Om det eksisterer slike imperfeksjoner, kan man ikke være sikret at det som tilsynelatende ser ut som manglende verdiskaping, faktisk er det. Da bør man gjøre hva man kan for først å fjerne disse imperfeksjonene, for eksempel tilby mer informasjon, kreve nedslag for å senke markedskonsentrasjonen eller regulere ledende markedsaktører, oppheve vridende skatter og subsidier etc. I neste fase kan man se om det finnes egnede virkemidler for å motvirke/fjerne effekten av det som gjenstår av slike imperfeksjoner. For eksempel trenger man skatter for å finansiere offentlige tjenester. Slike skatter bør da utformes slik at de er minst mulig vridende.

Verdiskaping og usikkerhet

Usikkerhet vil påvirke adferden til investorer ved at de forlanger en noe høyere avkastning i usikre enn i sikre markeder. Da får man lavere investeringer, men høyere forventet avkastning per enhet investert. I noen tilfelle er usikkerheten genuin – som for eksempel hvor mye nedbør som til enhver tid kommer inn i vannmagasinene (og dermed blir produksjon, pris og inntekten usikker), eller hvordan prisutviklingen på London Metal Exchange vil bli (for eksempel for aluminiumsprodusenter). Denne form for usikkerhet er markedet vant til å håndtere og reflekterer mulige kostnader (sannsynlighet for tap) som skal ivaretas i beslutningene. En annen type usikkerhet er usikkerheten omkring de rammebetingelser bedriftene står overfor generelt. Noe av denne usikkerheten om rammebetingelser kan ha sin årsak i genuin usikkerhet ellers – for eksempel klimautviklingen. En mulig følgeusikkerhet er usikkerhet om den politikken som vil bli

innført for å håndtere slike problemer. Det er viktig å være klar over at slik usikkerhet påvirker investor, gir mindre investeringer enn man ellers ville fått og påvirker også derigjennom verdiskapingen i samfunnet. Dermed burde man holde den politiske usikkerhet om rammebetingelser på et så lavt nivå som mulig. Eksempler som angår energimarkedene er den usikkerheten som eksisterte om innføring av grønne sertifikater en periode, usikkerhet om klimapolitikken (skal vi redusere med 2/3 hjemme eller ikke), usikkerheten om støtteordningene for energisparing etc.

Verdiskaping i kjede

I mange industriprosesser produseres det råvarer og ikke direkte konsum eller investeringsvarer. Eksempler er aluminiumsbarrer (ikke gryter eller felger), cellulose (ikke avisepapir eller filmpapir), kraft (ikke oppvarming), råolje (ikke bensin), gass (ikke plast) og så videre, som gjerne går til direkte eksport. Ofte reises spørsmålet om vi ikke bør viderefordre disse råvarene hjemme og eksportere ferdigvarer, det vil si hvor langt i produksjonskjeden skal man gå for å få størst mulig verdiskaping i det norske samfunnet. I henhold til det som står ovenfor, følger det at om vi summerer alle produksjonsverdier som inngår i alle prosesser og trekker fra summen av alle produksjonskostnader (hvor vi tar hensyn til at produksjonsverdi først i kjeden er kostnad i andre ledd i kjeden etc.) og kan avlønne all arbeidsinnsats og kapital til alternativkostnaden, så kan man si at det er verdiskaping i kjeden. Da kan man sammenlikne verdiskapingen i kjeden (for eksempel kraft og treforedling) med for eksempel verdiskapingen ved direkte salg av råvaren (kraft) og den alternative verdien av ressursene som benyttes i de andre leddene i kjeden (i dette tilfelle alternativverdien av ressursen brukt i treforedling). På lang sikt (som er viktig for kjedevurderingen) må en anta at disse ressursene har alternativt anvendelse. Vi må altså se på alternativverdien, for eksempel ved at vi kan drive med direkte salg av råvaren, og at de ressursene som går inn i foredling kan brukes alternativt i andre prosesser – (jf. for eksempel dørproduksjon i Årdal, høytteknologiprodukter i Kongsberg, overgang til tjenesteproduksjon etc.). Dette er normalt også markedsløsningen, som søker etter den samlet sett største verdiskapingen i samfunnet (se avsnittet om grunnlaget for verdiskapingen).

Verdiskaping og fordeling

Selve verdiskapingen kan i utgangspunktet sees uavhengig av fordeling. Fordelingsspørsmål er normative og godt egnet for politiske vurderinger. Det drives da også en betydelig omfordeling av verdiskapingen i Norge gjennom de offentlige budsjettene. Selve verdiskapingsprosessen gir imidlertid også en viss fordeling. Vi behøver ikke å like denne fordelingen. Den kan i så fall rettes opp gjennom egnede virkemidler (arbeidsskatt, kapitalskatt, inntektsoverføringer etc.). Det vil generelt være svært lite *treffsikkert* og *ineffektivt* å forsøke å rette opp inntektsfordelingen gjennom å innføre ulike priser på et gode/tjeneste, se avsnittet om grunnlaget for verdiskapingen. Da vil samfunnet lide effektivitetstap (se avsnittet om verdiskaping og effektivitet) ved at det brukes for mye et sted og for lite et annet sted i forhold til hva som skaper mest verdier. Kaken som skal fordeles, blir mindre. For eksempel vil det å gi lavere pris på elektrisk kraft til noen som er fattige, neppe være særlig hensiktsmessig i inntektsfordelingsammenheng. Ved å sette ned prisen på kraft til disse, forteller vi dem samtidig implisitt at godet er billigere enn det er (som gir for høyt forbruk) og at betingelsen for inntektsoverføringen er at du bruker elektrisk kraft. Det er rimelig å tenke at om man i stedet overførte inntekt direkte, så ville den som fikk denne inntekten selv velge en kombinasjon av goder som ga høyere nytte enn bare å bruke denne inntekten på elektrisitet. Altså ville både verdiskaping på bedriftsnivå og nytte for den som mottok overføringen, bli høyere.

Noen mer spesifikke energirelaterte forhold og verdiskaping

– *Ta landet i bruk*

Norge er svært rikt på natur- og energiresurser, se kapittel 11, og det er generelt rimelig at man vil utnytte disse ressursene (man bør ta landet i bruk). I et marked, som skal sikre størst mulig verdiskaping, vil det alltid være konkurranse om hvilken del av ressursen som skal utnyttes først og sist. Fra resonnementet over følger at man først utnytter den ressursen som har de laveste kostnadene og deretter utnytter dyrere og dyrere ressurser. Om prisen forsvaret kostnaden, er det verdiskapende å ta landet i bruk. Om man gjennom slik utnytting påfører andre kostnader (miljø- eller ressurskostnader), så skal også de fulle kostnadene ved dette dekkes før man kan konkludere med at prosjektet er verdiskapende.

I kraftsammenheng er det generelt avstand mellom energikilden og forbrukeren slik at man er avhengig av overføringslinjer for å bringe disse to sammen. Dette betyr at optimaliseringen av verdiskapingen bør skje i et samspill mellom utvikling av naturressursen og investering i nettkapasitet. Dette kan bety at det som i utgangspunktet synes å være den billigste kraftteknologien fra en ren rangering av disse, ikke er den billigste når man tar hensyn til kravet om nett for å bringe produksjon og forbruk sammen i et marked. Man kan her snakke om en ekstern effekt som må inkluderes i den samfunnsøkonomiske vurderingen.

– *Handel med energi*

«Handel med energi» kan skje direkte eller indirekte gjennom produkter (for eksempel aluminium, papir, etc.). Utgangspunktet for at handel med energi skal være verdiskapende, er at det gir større overskudd enn andre alternativer, hensyn tatt til alle verdier og kostnader ved alternativene. Dette inkluderer kostnader ved å bringe produktene fram til brukeren (man snakker gjerne om netback-prisen). Om for eksempel aluminiumsproduksjon kan betale alle kostnader (inklusive markedsprisen på kraft) og fortsatt får overskudd nok til å forsvare det kapitalavkastningskrav som stilles (som jo er alternativkostnaden for kapital), så er det lønnsomt å foredle kraften. I motsatt fall er det lønnsomt å handle direkte med kraften og anvende de andre ressursene alternativt. Det følger da at man handler direkte eller indirekte med energi avhengig av hvilket alternativ som er mest lønnsomt. Det er slik sett ingen forskjell på hvordan man vurderer handel mellom områder i et land eller handel ut og inn av et land (eksport/import). Begge deler kan være verdiskapende.

– *Energisparing og verdiskaping*

Generelt vil energisparing som er lønnsom når en tar hensyn til alle kostnader forbundet med denne sparingen være verdiskapende. Slik sparing foregår kontinuerlig etter hvert som teknologi, priser og kostnader endrer seg. For eksempel har energibruk per produsert mengde i Norge gått ned med 1-1,5 prosent per år de siste 40 år (inkluderer sparing i bedriftene gjennom lønnsomme teknologivalg og strukturelle endringer i Norge). Sparing av energi gjennom subsidiering eller andre støtteordninger er i utgangspunktet ikke verdiskapende i henhold til definisjonen ovenfor, siden

man jo da ikke betaler den fulle kostnaden ved denne sparingen. Det er andre som betaler for denne gjennom offentlige budsjetter. Eksterne effekter ved energibruk (for eksempel utslipp ved bruk av olje) skal tas hensyn til i vurderingen. Skatter/avgifter som implementeres for å rette opp denne eksterne effekten, medfører økte priser og lønnsom energisparing som da også vil være verdiskapende.

– *Subsidier av kraftverksteknologier og verdiskaping*

Subsidier av kraftteknologier, for eksempel vindmøller, betyr at de fulle kostnadene ved prosjektene ikke dekkes av produsentene (og i neste omgang forbrukerne) direkte.

Siden de fulle kostnader ved prosjekter som blir gitt subsidier ikke reflekteres i overskuddet (overskuddet inkluderer subsidiene og blir dermed for «stort»), vil en måtte korrigere overskuddet for disse subsidiene før en konkluderer med om prosjektet er verdiskapende. Siden de ikke vil etableres uten subsidier, antyder da markedet at disse ikke er verdiskapende. Om man kan peke på imperfeksjoner i markedene, eventuelt på FoU eller «learning by doing»-effekter, så kan man forsvare subsidier da all nytte for samfunnet av prosjektet ellers ikke blir reflektert i overskuddet.

– *Grønne og hvite sertifikater*

Grønne sertifikater vil implisitt bestå av en kombinasjon av avgift (på forbruker gjennom sertifikatplikten) dels subsidie til produsent (gjennom verdien av sertifikatet) med grønne teknologier. Hvite sertifikater vil være en implisitt avgift på forbruker (sparekrav som utløser investeringskostnader eller adferdsendringer) og en implisitt subsidie (sertifikatverdi på spareprodukter) til de som tilbyr spareteknologi. Det følger dermed av ovenstående at en må korrigere for disse instrumentene før en konkluderer om de er verdiskapende eller ikke. Siden den implisitte subsidiene og den implisitte skatten bestemmes av markedet, er dette ingen triviell øvelse. Om det kan knyttes eksterne effekter, vises til imperfeksjoner eller lignende forhold til de markedene dette angår, så er spørsmålet om hva som best kan bidra til å fjerne effektene av disse eksterne effektene og/eller imperfeksjonene. Generelt kan en finne dette ved å implementere virkemidler direkte mot den eksterne effekten (for eksempel avgift på forurensing eller FoU investeringsstøtte).

Vedlegg 2

Oversikt over produksjonsteknologier og barrierer

Innspill fra Energi21

Dette vedlegget gir en oversikt over ulike teknologier for energiproduksjon og hvilke barrierer umodne teknologier må overvinne for å øke sin betydning i energisystemet både i Norge og globalt.

Analysen bygger på en gjennomgang av relevant fagdokumentasjon, intervju og informasjonsinnhenting fra sentrale norske aktører. I forbindelse med identifisering av teknologiske barrierer er det hovedsakelig innhentet informasjon fra kilder med industriell og forskningsrelatert forankring.

Den relevante fagdokumentasjonen bygger på rapporter utarbeidet i forbindelse med revidert Energi21-strategi. Som grunnlag for Energi21-strategien ble det utarbeidet 12 fagrappporter innenfor strategiområdene; Fornybar kraft, Energisystem, Energieffektivisering i industrien, Fornybar termisk energi, Karbonfangst og -lagring, samt Rammevilkår, politikk og marked. Rapportene bygger på et flerfaglig samarbeid mellom representanter fra industri-, forsknings- og utdanningsmiljøer og andre relevante organisasjoner. Flere senterledere fra Forskningssettene for miljøvennlig energi (FME-ene) har deltatt i arbeidet. Samlet dekker fagrapportene eksisterende og framtidige teknologier som har og vil ha betydning for energisystemet på kort, mellomlang, og lang sikt. Rapportene synliggjør industrielle ambisjoner og tilhørende forskningsutfordringer, det siste knyttet opp mot teknologiske barrierer.

I tillegg til strategisk grunnlagsmateriale fra Energi21 har utvalgte ressurspersoner innenfor aktuelle fagområder bidratt med kunnskap og kvalitetssikring. Fusjonsenergi, havenergi og hydrogen ble ikke behandlet ved revisjonen av Energi21-strategien. Status og vurderinger for disse teknologiene er utarbeidet av ressurspersoner innenfor de respektive fagområdene.

Bioenergi

Bruk av biomasse til energiformål representerer en verdikjede fra ressurs til energi og tjenester,

som er svært heterogen og som blant annet inkluderer skog- og jordbruk, transport, foredling og omforming til varme og eventuelt elektrisitet.

Bioenergi kan bidra til forsyningssikkerheten i framtidens energisystem. I Norge er det store uutnyttede biomasseressurser. Biomasseressursene kan substituere fossile brensler som olje og gass, spesielt til industrianvendelse.

Bioressurser til kombinert kraft- og varmeproduksjon og punktoppvarming er sentrale framtidige bioenergianvendelser. Viktige biomasseressurser i Norge er:

- Heltre (skog).
- Lavverdig biomasse (GROT (grener og topper)), stubber, tynnings- og rydningsvirke, halm og annet jordbruksavfall).
- Biologisk avfall fra industri, landbruk og andre prosesser, for eksempel kloakkslam.

Aktuelle teknologier

For utnyttelse av biomasseressurser til energiproduksjon er følgende teknologier aktuelle:

- BioCCS: Kraftproduksjon basert på biomasse med karbonfangst og -lagring.
- Innovative og energieffektive nærvarmekonsepser (lokale energisentraler).
- Hybride punktoppvarmingssystemer (kombinasjon av flere teknologier): Punktoppvarming med varmedistribusjon, for eksempel bioenergi og sol.
- Innovative og energieffektive småskala CHP-teknologier (kombinert kraft- og varmeproduksjon).
- Punktoppvarming tilpasset lavenergi- og pluss-hus (lav effekt og høy virkningsgrad tilpasset godt isolerte hus).

Teknologiske barrierer

Hovedmålsettingen med framtidens bioenergianlegg er kostnadseffektivitet og bærekraftig utnyttelse av ressursene. Ulike løsninger for bruk av bioenergi eksisterer i markedet i dag, og konsep-

tene bygger på moden teknologi. Framtidens bioenergianlegg vil med stor sannsynlighet bli mer avanserte, og vektlegge integrasjon av ulike produksjonsteknologier som framstilling av 2. generasjons biodrivstoff, varme til oppvarming og elkraft. Kostnadseffektiv og bærekraftig utnyttelse av framtidige biomasseressurser krever ytterligere teknologisk utvikling rettet mot blant andre disse barrierene:

- Gassifisering for BioCCS og CHP-løsninger.
- Styring og kontroll for nærvarmekonsepter og CHP-anlegg.
- Høsting og logistikk for mer kostnadseffektiv håndtering av ulike biomasseråstoffer, eksempelvis skogsavfall eller rydningsvirke.
- Prosesser for kostnadseffektiv produksjon av framtidens brensler, (f. eks. biokull og torrifisert brensel).
- Effektive punktoppvarmingssystemer.
- Utslipsreduserende løsninger (partikler og NO_x).

Elektrisk solenergi

Kostnadsnivået for strømproduksjon fra solcellepaneler er den viktigste barrieren for bruk av solstrøm i Norge. Imidlertid er prisene for solcellepaneler sterkt fallende, og det blir stadig flere aktuelle bruksområder for solcellepaneler. Dette gjelder primært anvendelser i isolerte områder utenfor strømmettet, som hytter, fyrlykter, antenner osv.

Dersom prisen på solcellepaneler reduseres ytterligere, noe alle veikart tyder på, vil solcellepaneler etter hvert bli aktuelle som distribuert energiproduksjon integrert i nettet. Installasjonskostnaden er en reell barriere, og et element som kan utkonkurrere solstrøm i forhold til andre produksjonskilder. Dette er spesielt relevant for større solkraftanlegg. Imidlertid kan bygningssintegreerte solceller bli aktuelle, da installasjonskostnadene forbundet med dette trolig ikke blir mye større enn for bygningselementene i seg selv.

Innen 2050 er det svært sannsynlig at det finnes en rekke solenergiprodukter som er relevante for strømproduksjon i Norge. Dersom prisutviklingen fortsetter, kan dette bli en av de billigste og i tillegg mest tilgjengelige energiformene.

Aktuelle teknologier

I solcellepaneler basert på moduler av fotovoltaiske solceller konverteres energien i solens stråling direkte til elektrisitet ved hjelp av den fotovoltaiske effekten. Solceller benevnes derfor ofte PV etter engelsk PhotoVoltaics.

Den klart mest utbredte av solcelleteknologiene i dag er waferbaserte solceller laget av silisium. Monokrystallinske solceller er bygget opp av et silisiumkrystall, og overflaten er derfor homogen og helst også svart, noe som innebærer at alt lyset absorberes i solcellen. Multikrystallinske solceller består av flere krystallkorn som gir det karakteristiske fargespillet i overflaten. Solcellepaneleffektiviteten er 12-20 prosent.

For konsentrert solenergi, CSP (Concentrated Solar Power), er følgende teknologier aktuelle:

- Konsentrerende i soltårn: Sollys treffer et parabolisk anlegg med speil som samler lyset i én stråle mot et tårn som gir varme for en termisk generator.
- Konsentrerende parabolisk traudeSIGN: Sollys treffer en traufomet parabol, som konsentrerer varme til et horisontalt rør hvor varmen bæres bort av en krets med væske.

Kraftproduksjonen fra kraftverk av denne typen er svært avhengig av direkte kontinuerlig solinnstråling, og egner seg best for områder med stabilt solrikt klima. Denne type solkraftanlegg er derfor lite relevant for anvendelse i Norge. CSP-anlegg er mest utbredt i områdene langs ekvator og rundt Middelhavet. Paneleffektiviteten ligger rundt 20-40 prosent.

Teknologiske barrierer

Teknologiutvikling er nødvendig for å oppnå tilstrekkelige kostnadsreduksjoner og høyere virkningsgrader for solcellepaneler og større solkraftanlegg. For alle typer solceller er det svært utfordrende å skalere opp produksjonen til industrielle volumer og samtidig ivareta de høye virkningsgradene som er oppnådd i laboratoriet. Teknologiske barrierer for utnyttelse av solenergi til elektrisitet omfatter både materialteknologiske og produksjonstekniske utfordringer:

Produksjonstekniske utfordringer

- Kostnadseffektiv framstilling og foredling av silisium med solcellekvalitet.
- Optimaliseringer og forbedringer av alle steg i framstillingskjeden for solceller basert på krystallinsk silisium.

Materialteknologiske utfordringer

- Helt nye materialer og konsepter for konvertering av sollys med sterkt forbedret kostnadseffektivitet og virkningsgrad, «neste generasjon solceller». Helt sentralt i dette står ny nanoteknologi.

- Materialer for tynnfilm-løsninger som kan integreres mer effektivt i bygninger og andre installasjoner.

Termisk solenergi

Termisk solenergi benyttes som kilde til å generere varme i et flytende medium, som sirkuleres i rørsløyfesystemer for oppvarming av tappevann og rom. Både aktiv og passiv solvarme er et reelt alternativ og bidrag til å redusere behov for tilført energi til bygningmassen i Norge.

Aktuelle teknologier

- Aktiv solvarme: Termiske solvarmepaneller med enten plane absorbatører eller med vakuumsrør.
- Passiv solvarme: Bevisst design og bruk av energieffektive materialer og konstruksjonsløsninger for å fange og utnytte/lagre solinnstråling. Passiv solvarme benyttes som en del av oppvarmingsløsningen i boliger.

Teknologiske barrierer

Det er ingen spesielle kritiske teknologiske barrierer knyttet til solvarmeanlegg. Aktiv utnyttelse av termisk solenergi bygger på relativt moden teknologi, som har blitt anvendt gjennom flere tiår. Utfordringer i dag er hovedsakelig knyttet til kompetanse og interesse i byggenæringen og blant installatører (rørleggere) for denne type anlegg.

Landbasert vindenergi

Landbasert vindkraft bygger på moden teknologi. Det er mange turbinleverandører i markedet. Den store internasjonale satsingen og investeringene i vindkraftanlegg har bidratt til serieproduksjon og kommersialisering av de ulike teknologielementene. En viktig drivkraft for vindkraftforskningen er utvikling av større og mer robuste enheter som skal bidra til kostnadsreduksjoner ved utbygging og drift. Norske forhold tilsier i enkelte tilfeller behov for tilpasning av turbiner til høyere vindpotensial og større ekstremlaster. Slike optimaliseringer vil bedre økonomien i norske vindkraftutbygginger og muliggjøre framtidig utnyttelse av norske landbaserte vindkraftressurser uten støtteordninger som el sertifikatordningen.

Aktuelle teknologier

Horisontalakslede vindturbiner med tre blader er den dominerende teknologien i verden i dag. Teknologitviklingen her går i retning av større turbiner med bedre kapasitet og energiproduksjon. Turbinestørrelsen har økt fra 75 kW til 7 MW på 20 år, dvs. en faktor 100. Vertikalakslede vindturbiner er i liten grad benyttet, og vurderes som lite aktuelle løsninger i framtidige turbiner.

Teknologiske barrierer

Selv om landbasert vindkraftteknologi bygger på moden teknologi, er det fortsatt behov for ytterligere teknologitvikling knyttet til kostnadseffektivitet og energiproduksjon.

- Vindturbinetknologi: Større og mer robuste enheter tilpasset norske forhold.
- Meteorologiske prognoser og beregning av forventet energiproduksjon: Mer nøyaktige prognosemodeller og metoder for beregning av forventet energiproduksjon fra et vindkraftanlegg.
- Effektive metoder og konsepter for design og drift av vindkraftanlegg for å maksimere energiproduksjonen og redusere perioder med driftsstans.
- Nettintegrasjon: Bedre metoder for tilkobling og drift av vindkraftanlegg i svake nett, for eksempel konsept og kontrollsystem for økt utnyttelse av nettkapasitet.
- Tilstandsbasert vedlikeholdssystem for økt driftssikkerhet: Bedre metoder for planlegging og gjennomføring av drift og vedlikehold.

Havvind

Offshore vindkraft representerer en ny satsning med et relativt umodent marked og teknologi. Industriaktører, akademia og store deler av offentlig virkemiddelapparat har en klar oppfatning om at Norge har gode industrielle muligheter innen offshore vindkraft, med bakgrunn i vår teknologi- og kompetansebase fra olje-, gass- og maritim virksomhet.

I 2009 var det globalt installert litt over 2000 MW vindkraft til havs, hvorav 1900 MW i Europa. Markedet for offshore vindkraft ventes å vokse kraftig framover. Offshore vindkraft utgjør kun en prosent av installert vindkraftkapasitet i verden, og det er få land i Nord-Europa som har etablert aktivitet innenfor dette feltet.

Aktuelle teknologier

Flere ulike konsepter for flytende vindturbin-konsepter er på forsknings- og demonstrasjonsstadiet i Norge og internasjonalt. Teknologiløsningene som vurderes omfatter blant annet ulike tårndesign, flyterløsninger, forankringsløsninger, løsninger for opptak av krefter og konsepter for installasjon.

Teknologiske barrierer

Kostnadsnivået for offshore bunnfaste vindkraftanlegg er høyt i forhold til energiproduksjon fra konvensjonelle energikilder. Et viktig mål for teknologiutviklingen er å redusere kostnadene gjennom hele levetiden til et vindkraftanlegg, fra design, installasjon, drift og fram til nedmontering. Utvikling av større vindturbiner med bedre kapasitet, lavere vekt og høyere pålitelighet er av de viktigste faktorene for å få kostnadene ned.

- Bedret vindturbinteologi (for bunnfaste- og flytende konstruksjoner):
 - Større og mer robuste vindturbiner offshore med bedre lønnsomhet og pålitelighet.
 - Vindturbiner med færre anleggskomponenter, redusert vekt og drifts- og vedlikeholdsbehov.
 - Utvikling av bedre designverktøy og standarder for offshore vindkraftanlegg.
- Nye kostnadsbesparende konsepter for installasjon av bunnfaste turbiner.
- Drift og vedlikehold (tilstandsbasert vedlikehold): Bedre metoder for planlegging og gjennomføring av drift og vedlikehold for økt driftsikkerhet og energiproduksjon.
- Netttilkobling: Nye konsepter for nettilkobling av offshore vindparker, herunder også utforming av vindpark internett, HVDC og tilkobling til offshore olje- og gassanlegg.
- Flytende konsepter: Utvikling av nye eller forbedrede flytende konsepter, både for mellomdypt og dypt vann. Dette inkluderer innovative turbinløsninger designet for bruk i store offshore vindkraftanlegg, flytere og forankringssystem.
- Fundamentløsninger og forankringssystemer.

Saltkraft

Saltkraft er produksjon av elektrisitet ved å mikse saltvann med ferskvann. Alle områder i verden hvor det er rikelig tilgang på både fersk- og saltvann kan være aktuelle for etablering av saltkraftverk.

Statkraft har et pilotanlegg for saltkraft på Tofte i Hurum. Dette er verdens første prototyp for saltkraft. Den er dimensjonert for 10 kW, men i den første tiden vil det ligge på 2-4 kW, nok til å drive en kaffetrakter.

Elektrisitetsproduksjonen bygger på osmoseprinsippet, naturens egen drivkraft for å etablere likevekt mellom væsker med ulik tetthet. Osmose er transport (diffusjon) av vann fra et område med høy vannkonsentrasjon, gjennom en semipermeabel (delvis gjennomtrengelig) membran, til et område med lavere vannkonsentrasjon.

I saltkraftverket føres ferskvann og sjøvann inn i hvert sitt kammer, atskilt med en kunstig membran. Saltmolekylene i sjøvannet trekker ferskvannet gjennom membranen, slik at trykket på sjøvannssiden øker. Trykket tilsvarer en vannsøyle på 120 meter (tilsvarer 12 bar), eller en betydelig foss. Vannsøylen og den potensielle energien utnyttes ved å føre vannet gjennom en turbin som driver en generator, og som igjen produserer strøm. Ved et trykk på 11-14 bar og tilstrekkelig saltkonsentrasjon, kan man produsere 1 MW per m³/sekund ferskvann.

Aktuell teknologi

Trykkretardert osmose har blitt identifisert som den mest lovende teknologiske metoden for saltkraft. Effektive membraner for trykkretardert osmose (PRO) og membranmoduler er en forutsetning for å kunne realisere prosessen for lønnsom kraftproduksjon.

Teknologiske barrierer

Membranen er kjernekomponenten i et saltkraftverk. Den største teknologiske barrieren relaterer seg til utvikling av membraner med størst mulig ytelse. En målsetning er å utvikle membraner som kan ha en ytelse på 5W/m². Dagens membraner har en ytelse på 3W/m². Barrierene er først og fremst knyttet til:

- Membranmoduler: I et saltkraftverk blandes ferskvann og sjøvann i moduler der ferskvann strømmer gjennom tettpakkede membraner over til sjøvann. Membranmodulen skal sikre god kontakt mellom membranene og strømmende vannmasser, lavt strømningstap og gi muligheter for effektivt membranvedlikehold (vaskeprosesser). Valg av modultype og optimalisering av moduldesign er derfor en sentral utviklingsoppgave. Dagens moduldesign er lite kostnadseffektiv og gir stort trykkfall.

- Vannrenseteknologi: Både saltvannet og ferskvannet må renses før det benyttes i kraftproduksjonen. Forurenset vann kan medføre algevekst og begroing av membraner og utstyr. Effektive renseteknologier er nødvendig. Det er behov for å utvikle mer kostnads- og energi-effektive renseteknologier.
- Energigjenvinning: Teknologier for energigjenvinning og trykkforsterkning i osmoseprosessen (ER Technology).

Bølge- og tidevannsenergi

Det eksisterer mange ulike konsepter for utnyttelse av bølge- og tidevannsenergi. De fleste konseptene er pre-kommersielle og teknisk umodne med behov for forskning, utvikling og demonstrasjonsaktiviteter. Det er fortsatt en rekke avgjørende teknologiske barrierer som må overkommes før kommersialisering av bølge- og tidevannsteknologi.

Teknologiutvikling er viktig for å oppnå best mulig overlevelsesevne. Konstruksjon av anlegg som tåler store påkjenninger i sjøen, som er billig å produsere og gir lave produksjonskostnader, er meget utfordrende. Bølge- og tidevannskraft har noen felles utfordringer knyttet til følgende forhold:

- Pålitelighet: Anlegget og komponenter må tåle å stå lenge i sjøen uten å ødelegges. Korrosjon, groing, vanntette elektriske komponenter inngår her.
- Økonomisk lønnsomhet: Utvikle anlegg med lave produksjonskostnader ved bruk av nye materialer, generell engineering o.l.
- Produserbarhet: Utvikle enkle og kostnads-effektive komponenter og konsepter som egner seg for serieproduksjon.
- Installerbarhet: Installasjon av bølge- og tidevannsanlegg er krevende. Det er viktig å utvikle gode, sikre og rimelige installasjonsløsninger. Installasjonsløsninger omfatter dedikerte fartøyer, installasjonsmetoder, offshore kabelteknologi, forankring og fortøynings-systemer
- Kostnadseffektiv drift og vedlikehold: Drift- og vedlikeholdsaktiviteter er kostnadsdrivende faktorer. Viktige elementer for effektiv drift er styring og regulering av anlegg, kraftelektronikk for å levere riktig strømkvalitet, minimal korrosjon og groing, erosjon rundt fundamenter og forankring.

Bølge- og tidevannskraftverk bygger imidlertid på ulike teknologiske konsepter. Videre følger en

beskrivelse av teknologiene for utnyttelse av henholdsvis bølge- og tidevannsenergi.

Bølgekraft

Omformingen av energi i et bølgekraftverk skjer primært ved at bølgene vekselvirker med et mekanisk svingesystem, slik at man får utnyttet bølgenes potensielle energi- og bevegelsesenergi. Det er mange virkemåter og tekniske løsninger blant konseptene for bølgekraft. Dagens forskningsaktivitet vektlegger hovedsakelig utnyttelse av bølgeenergi til elektrisitetsproduksjon.

Anleggenes evne til å overleve under eksponering av store bølger er og har vært et problem for mange pilot- og demonstrasjonsanlegg. For bølgekonsepter kan store stormer gi opptil 100 ganger så stor belastning på konstruksjonen som normale forhold. En annen teknisk utfordring for bølgekraft er store variasjoner av påtrykt effekt over kort tid, noe som medfører ekstremt variabel kraftproduksjon og problematisk nettintegrasjon. Det er derfor behov for konsepter med integrert energilager for å glatte effektkurvene og bidra til jevn energiproduksjonen.

Aktuelle teknologier for bølgekraft

Anlegg som produserer elektrisk kraft fra bølgeenergi kan deles inn etter følgende egenskaper:

- Flytende anlegg: En flytende konstruksjon som er utstyrt med innretninger (hengslede elementer, flottører osv.) som reagerer på vannflatens bevegelser. Flytende anlegg ligger i åpent vann der energirike dønninger er tilgjengelige.
- Bøye for punktabsorpsjon: En bøye som er fiksert til bunnen og beveger seg vertikalt (eventuelt også horisontalt) i takt med bølgene. Anlegget opererer i vannskorpen eller under denne.
- Hengslede bunnfaste innretninger: Et konsept som er beregnet for relativt grunt vann. En klaff er plassert på bunnen og kan følge vannets vertikale bevegelse.
- Svingende vannsøyle: Konseptet består av et kammer i kontakt med havet nede og med atmosfæren oppe. Luftstrømmen i toppen driver en turbin som genererer kraft. Anlegget installeres i vannkanten, noe som medfører utfordringer med tidevannsvariasjoner.
- Høydemagasin: Vann samles i et magasin som ligger høyere enn vannflaten. Energi produseres ved at vannet renner tilbake til havet gjen-

nom en turbin. Konstruksjonen er stor og tidevann kan være en utfordring.

Teknologiske barrierer for bølgekraft

De spesifikke teknologiske barrierer relaterer seg til de ulike konseptene. De mer generelle barrierene er følgende:

- Konstruksjon og materialer: Sterke nok konstruksjoner til å tåle krefter fra bølger og havstrømmer.
- Korrosjonsbeskyttelse: Metoder for korrosjonsbeskyttelse og korrosjonssikre materialer.
- Vanntette elektriske komponenter.
- Styrings- og kontrollsystemer.
- Prognosemodeller og beregningsmodeller for energiproduksjon, meteorologiske og oseanografiske forhold, og amplitude- og faseprognosering.
- Standardisering av konsepter for serieproduksjon og kostnadsreduksjon.
- Offshore kabelteknologi, forankring og fortøyningssystemer.
- Kraftelektronikk for elektrisitetsproduksjon med tilstrekkelig leveringskvalitet.

Tidevannskraft

Tidevannskraft skiller seg fra bølgekraft ved at den er forutsigbar. Tidevannskraften er resultatet av månens og solens påvirkning på havet. Høydeforskjellene mellom flo og fjære skaper tidevannsstrømmer i kystområdene, og disse strømmene kan være sterke nok til å drive turbiner. Den store tettheten i vannet, nesten 1 000 ganger større enn i luft, gjør at det er mye energi å hente ut av tidevannsstrømmer selv om hastigheten er lav.

Konseptene for utnyttelse av tidevannsenergi er mer ensartede enn for bølgekraft. Konseptene varierer i forhold til strukturvariasjoner og maskintekniske variasjoner. Flere konsepter er demonstrert. For tiden utvikles mange ulike konsepter for utnyttelse av tidevann. Disse kan grovt deles inn i to kategorier; de som opererer i grunt vann langs kysten, og de som opererer i dype kanaler der tidevannet beveger seg med stor hastighet. De fleste løsningene som nærmer seg kommersialisering finner man i den siste kategorien. I tillegg kan krefte i tidevannet utnyttes i tidevannsdemninger. Dette konseptet er basert på store demninger der vannet sluses inn når det er flo, og slippes ut gjennom store turbiner når det er fjære.

Aktuelle teknologier for tidevannskraft

Tidevannskonsepter kan grupperes etter følgende karakteristiske egenskaper:

- Horisontal aksel og bunnmontert anlegg – en horisontalakslet bunnfast turbin under vannoverflaten.
- Horisontal aksel og overflatepenetrerende anlegg – en horisontalakslet bunnfast turbin hvor deler av anlegget er synlig.
- Horisontal aksel og flytende anlegg – en flytende innretning med påmonterte turbiner.
- Vertikal aksel – flytende eller bunnfast konsept med vertikalakslede turbiner.

Teknologiske barrierer for tidevannskraft

Spesifikke teknologiske barrierer relaterer seg til de ulike konseptene. De mer generelle barrierene er sammenfallende med barrierer for bølgekraftverk.

Naturgass – gasskraft med CO₂-håndtering (CCS: Karbonfangst og -lagring)

CO₂-håndtering er ifølge det internasjonale energibyrået (IEA) et sentralt og nødvendig tiltak for å redusere utslipp av CO₂ til atmosfæren. Utvikling og kommersialisering av teknologi for CO₂-håndtering er derfor en forutsetning for å møte klimautfordringen på en kostnadseffektiv måte. Satsingen på CO₂-håndtering fra norsk side har hatt ulike begrunnelser. Prioritering av forskning på dette feltet er fra Energi21 begrunnet blant annet med følgende:

- Reduserte utslipp av CO₂ til atmosfæren: IEA har etablert et scenario for hvordan globale CO₂-utslipp kan halveres innen 2050 (IEA Blue Map Scenario). CO₂-håndtering utgjør her 19 prosent av utslippskuttene.
- Kraftproduksjon: I internasjonal sammenheng blir CO₂-håndtering pekt på som et viktig virkemiddel for å sikre en framtidig energiforsyning med akseptable klimagassutslipp. Kraftproduksjon fra naturgass kan få en viktig rolle internasjonalt ved å erstatte kull, og ved å balansere svingninger i et framtidig kraftnett med stort innslag av fornybar kraft fra kilder med varierende produksjon. IEA forventer økt langsiktig betydning av gasskraft, og understreker derfor at gasskraftverk også bør ha CO₂-håndtering.
- Verdiskaping og verdisikring nasjonalt: CO₂-håndtering kan sikre nasjonale verdier innenfor industrier som i dag har omfattende CO₂-

utslipp, og som vil bli påvirket av strengere krav til utslippsreduksjoner fra nye internasjonale klimaavtaler. I tillegg kan en slik satsing sikre verdien av framtidige norske naturgassressurser gjennom teknologi for utnyttelse uten utslipp av CO₂.

Aktuelle teknologier for fangst av CO₂

- Post-combustion CO₂-fangst: Røykgassrensing kan ettermonteres på eksisterende gass- eller kullkraftverk, og renses CO₂ fra røykgassen etter forbrenning.
- Oxyfuel: Her foregår forbrenningen i rent oksygen framfor i luft, og røykgassen består nesten utelukkende av CO₂ og vanndamp. Vanndampen fjernes ved kondensasjon og da står man igjen med en relativt ren CO₂-strøm som lett kan fanges og håndteres.
- Pre-combustion CO₂-fangst: Her skjer fangsten ved at karbonet fjernes fra brenselet før forbrenningen, og det produseres hydrogen. Hydrogenet kan brukes som et karbonfritt brensel, for eksempel i turbiner.

Teknologiske barrierer

- Kostnadseffektive fangstprosesser med lav energi- og miljøbelastning
 - Barriere 1: Manglende realisering i fullskala. EU har planer om å realisere 10-12 store CO₂-håndteringsanlegg innen utgangen av 2015. Dette medfører lav interesse fra teknologileverandører samt begrensede muligheter til å bestemme reelle kostnader, og miljøbelastninger.
 - Barriere 2: Det er per i dag ingen klar «teknologivinner» innen CO₂-fangst som kan gi vesentlig kostnadsreduksjon.
- Sikker og kostnadseffektiv transport av CO₂
 - Barriere 1: CO₂-transport på land og med skip er kjent teknologi. Hovedutfordringene er kostnadseffektiv og sikker tilpasning for rørtransport offshore samt oppskalering av skipsløsninger.
 - Barriere 2: En kostnadseffektiv løsning for transport av CO₂ må baseres på en infrastruktur som omfatter mange kilder.
- Utvikle kunnskap og verifisere teknologi for sikker og kostnadseffektiv lagring og overvåking av CO₂
 - Barriere 1: CO₂-lagring i akviferer gjennomføres i dag i flere prosjekter i forbindelse

med naturgassproduksjon og LNG. Det er behov for dedikerte pilot- og fullskala CO₂-injeksjonsprosjekter der man kan teste ut og validere overvåkningsmetoder som kan bidra til å demonstrere at CO₂-lagring er et sikkert klimatiltak.

Barriere 2: CO₂-lagring er gjennomførbart med de metoder og verktøy man har tilgjengelig i oljeindustrien. Økt kostnadseffektivitet kan oppnås gjennom FoU innsats rettet mot bedre forståelse av grunnleggende prosesser og utvikling av nye verktøy knyttet til injeksjon i akviferer, samt metoder for å bygge ut og drive et lager.

Fusjonsenergi

Fusjonsenergi har et uendelig potensial og kan dekke hele verdens energibehov i all framtid. Det er store teknologiske barrierer, og kommersiell energiproduksjon kan først bli aktuelt i 2050. Forskning på fusjonsenergi dreier seg først og fremst om forskning innenfor plasmafysikk.

Fusjonskraft er kraft generert av fusjon. To hydrogenkjerner smelter sammen til en heliumkjerne og frigir energi. Denne energien frigis som varme som igjen brukes til å varme opp vann som igjen driver en turbin som igjen produserer elektrisk energi. Å produsere varme av reaksjonen og drive en turbin, er samme prinsipp som en vanlig fisjonsreaktor produserer energi på. Det beste eksempelet på en fungerende fusjonsreaktor er solen. På solen fusjonerer hydrogenatomer. I reaktorer her på jorden benyttes to hydrogenvarianter (isotoper); deuterium og tritium. Begge er isotoper av hydrogen og lar seg lettere fusjonere enn hydrogenatomet.

Varme og tetthet er viktig for å få fusjonsprosessen i gang. Temperaturen ved fusjonsreaksjonen er flere titalls millioner grader. Ved en slik temperatur vil alle gasser gå over i plasmaform, og atomstrukturen går i oppløsning. Dermed frigjøres elektronene fra atomene, og svever fritt rundt. Først i en slik tilstand kan fusjoneringen av hydrogenkjernene skje, ved at de kolliderer og smelter sammen. Selve hjertet i fusjonsreaktoren er derfor selve beholderen med det ufattelige varme gassplasmaet. Den mest effektive utformingen av beholderen er omtrent som en smultring, reaktoren kalles en tokamak (avledet fra russisk forkortelse). Det forskes på to hovedtyper fusjon: Magnetisk innesperringsfusjon og treghtetsinnesperringsfusjon.

Aktuelle teknologier

- Magnetisk innesperringsfusjon: Man benytter magnetfelt for å begrense fusjonsbrennstoffet i et plasma. Denne metoden er mest utviklet og blir betraktet som mest lovende innen produksjon av energi.
- Treghetsinnesperringsfusjon: Det ytre laget av fusjonsbrennstoffet varmes opp til eksplosjon, og sjokkbølger sendes inn til sentrum av brennstoffet. Fusjonsreaksjon skjer i sentrum av brennstoffet og brer seg utover. Denne metoden er ikke så utbredt.

Teknologiske barrierer

Det er krevende teknologiske utfordringer som må løses for å oppnå stabil energiproduksjon fra fusjonsreaksjoner. De største barrierene relaterer seg til håndtering av varme, opprettholdelse av stabilt plasma, og materialer i reaktoren.

- Varme: Fusjonsprosesser genererer ekstrem varme. En viktig teknologisk utfordring er håndtering av varmeproduksjonen i forhold til anleggsdesign og materialvalg.
- Stabilt plasma og opprettholde en kontinuerlig fusjonsprosess: En vesentlig utfordring og teknologisk barriere er å opprettholde og vedlikeholde kraftproduksjonen fra fusjonsreaksjonen. Det er en utfordring å få plasmaet stabilt over tid og å holde det sammen lenge nok, slik at fusjonsprosessene opprettholdes for stabil energiproduksjon. Dagens reaktorer klarer bare å holde fusjonsprosessen gående i noen tiendels sekunder før plasmaet blir ustabilt og fusjonsprosessen stopper opp. En av målsetningene med dagens forskning innenfor fusjon er å få fusjonsprosesser til å vare i inntil 50 minutter av gangen – og på sikt til å vare dag ut og dag inn årevis.
- Materialer: Et annen viktig problemstilling er hvordan stålet som skal oppta og magasinere energien fra fusjonsreaktoren vil klare seg. Dette har aldri blitt testet ut i full skala, og enkelte teoretiske modeller tyder på at stålet ikke vil tåle den vedvarende nøytronstrålingen. Stålet kan bli tørt, sprøtt, og krakelere. Ingen faste materialer tåler temperaturer opp mot flere titalls millioner grader. Plasmaet må derfor holdes svevende inne i reaktoren ved hjelp av et kraftig magnetfelt. Magnetfeltet har sylindrisk form, og fusjonsprosessen finner sted i kjernen av denne. Kollisjon fra partiklene mot

reaktorveggen vil medføre nedsmelting på grunn av høye temperaturer.

Kostnadsintensiv forskningsaktivitet

Forskning innen fusjon er blant verdens dyreste forskningsaktiviteter. Dagens forskningsaktiviteter innenfor fusjonsenergi bygger på internasjonalt samarbeid. I Frankrike er man i ferd med å konstruere og bygge en fusjonsreaktor på 500 MW. Dette er et samarbeidsprosjekt mellom blant andre EU, Kina, USA, Russland, Sør-Korea, India og Japan. Anlegget skal etter planen stå ferdig i 2018. Prosjektet har et budsjett på 50 milliarder kroner. Reaktoren blir meget viktig for å teste og verifisere teknologiske løsninger knyttet til utnyttelse av fusjonsenergi.

Geotermisk energi

Geotermisk energi er varme som ligger lagret i jordskorpen. Varmen som er lagret nær overflaten i jord, fjell og grunnvann, kan hovedsakelig betraktes som magasinert solenergi, og utnyttes i dag kommersielt ved hjelp av grunne brønner og varmepumper til oppvarming av hus og nærings- eiendommer.

De store energimengdene i form av varme i de dypere deler av jordskorpen stammer dels fra jordens indre, og dels fra en kontinuerlig nedbrytning av radioaktive isotoper i jordskorpen.

I de fleste områdene stiger temperaturen gjennomsnittlig med 20–30 °C per km dybde. Denne formen for geotermisk energi er geografisk ulikt fordelt, siden temperaturen stiger raskere med dybden i områder på grensen mellom jordskorpeplatene (for eksempel på Island). Fram til i dag har dyp geotermisk energi først og fremst vært utnyttet i slike naturgitte varme områder, der varmt vann og/eller damp kan produseres fra varme grunnvannskilder. I de senere år har det for forskningsformål blitt boret brønner ned til flere kilometers dyp for å ta ut energi i områder med lite naturlig tilstedeværelse av vann. Varmeuttaket skjer ved å sirkulere vann som varmes opp i undergrunnen i naturlige eller konstruerte systemer. Lykkes en med dette har en frigjort et stort potensial for fornybar, miljøvennlig energi som er tilgjengelig på varierende dybde rundt hele jordkloden. Dyp geotermisk energi utgjør derfor i dag en relativt ny, men betydelig del av satsingen innen fornybar energi, der blant annet USA, EU og Australia har bevilget midler for å fremme utviklingen innen dette området.

Aktuelle teknologier

Grunne geotermiske systemer (GGS) er enten lukkede energibrønner i løsmasser eller fast fjell, eller naturlige sirkulasjonssystemer basert på grunnvannskilder. GGS benyttes til uthenting av grunn geotermisk energi og anvendes hovedsakelig med varmepumper til oppvarmings- og kjølingsformål. Dybde for systemene er i dag ned til 250 m, men økning i dybde til 500–1000 meter (mellomdype geotermiske systemer) er aktuelt, spesielt i urbane områder med plassbegrensninger for anleggene. Ressurstypen betegnes også som grunnvarme, jordvarme og geotermisk varme.

Naturlige hydrotermiske systemer (NHS) er varme grunnvannskilder til 3000 meters dyp. NHS benyttes i dag direkte til oppvarmingsformål, og, der temperaturene er høye nok, til kraftproduksjon.

Konstruerte geotermiske systemer er systemer som må bearbeides for å utnytte geotermisk energi i dype, krystallinske bergarter som ikke har naturlige strømningsveier. Denne formen for geotermisk energiutnyttelse er i dag på eksperiment-/demonstrasjonsstadiet. For å oppnå tilstrekkelig temperatur til storskala oppvarmingsformål, må en dypere enn om lag 3000 meter, mens geotermisk energi til elektrisk kraftproduksjon ofte krever dyp på 5000 meter eller mer.

Teknologiske barrierer

- Bore- og brønnteologi: Boring utgjør en stor andel av de samlede kostnadene. Forbedret boreteknologi vil redusere kostnadene og konkurransekraften til slike anlegg.
- Boring i hardt fjell er en spesiell barriere for utnyttelse av dyp geotermisk energi, og anses som en helt avgjørende teknologisk barriere som må løses for å kunne ta i bruk dyp geotermisk energi.
- Kartlegging av geotermisk ressurspotensial er kun gjort i begrenset grad i Norge. Kartlegging er nødvendig for vurdering av geotermisk energi som et alternativ i Norge.
- Reservoar
 - Utvikling av metoder for etablering av strømningsveier med tilstrekkelig konnektivitet og overflate for optimalt varmeuttak.
 - Videreutvikle metoder for å oppnå tilstrekkelig strømningsrate og begrense vanntap.
 - Optimalisering av varmeuttak fra undergrunnen.
 - Energiutnyttelse.

- Optimalisering av uttak av termisk energi for oppvarming og kjøling av bygg (via varmepumper).
- Optimalisering av uttak av geotermisk energi for prosessvarme og for produksjon av elektrisk kraft (dype konstruerte geotermiske systemer).
- Optimalisering av energikonverteringen generelt.

Vannkraft

Det norske vannkraftsystemet har i dag (2012) en kapasitet på om lag 30 000 MW og en midlere årsproduksjon på 125 TWh. En økende del av vannkraftsystemet har behov for større oppgraderinger, siden om lag 50 prosent av produksjonsapparatet er over 40 år gammelt. utfordringene ved sikkerhetskritiske komponenter som dammer, tunneler, sjakter og transformatorer øker. Tiltak på eksisterende dammer krever store økonomiske ressurser og spisskompetanse. Hendelser de siste årene, med ras i tunneler og skade på høytrykkssjakt, viser at det er nødvendig med forskning på disse mekanismene da potensielle hendelser kan ha store konsekvenser for mennesker, miljø og økonomi.

En annen stor utfordring ligger i å vurdere virkninger av og tilpasninger til de klimaendringer som forventes å komme. Norge har alene omtrent 50 prosent av den totale magasinkapasiteten i Vest-Europa. Imidlertid er Norges vannkraft primært bygd ut for å dekke det norske behovet for energi, ikke for å levere fleksibilitet. Ved en eventuell effektleveranse for balansering av variabel kraftproduksjon i Norge og Europa, som f.eks. vind og sol, er det behov for teknologiske, og i tillegg miljø- og markedsmessige, tilpasninger.

Aktuelle teknologier

Vannkraftteknologi er en moden teknologi, men det er fortsatt behov for forsknings- og utviklingsaktiviteter på området. utfordringene og kunnskapsbehovet er noe annerledes enn for nye teknologier. Teknisk-økonomisk er det svært utfordrende å finne optimale løsninger for samspillet mellom nye og eksisterende anlegg, samtidig som produksjonstapet skal minimaliseres. For vannkraft vil særlig miljøvirkningene og vannressurskonflikter være bestemmende for om nye utbygginger kan tillates, og om eksisterende anlegg kan bygges om for økt effektleveranse.

Teknologiske barrierer

Det eksisterer ingen reelle teknologiske barrierer for utnyttelse av vannenergi i vannkraftanlegg. Teknologien er moden, og har vært i markedet i over 100 år. Framtidens krav til drift og utbytte fra vannkraftanleggene medfører behov for ytterligere teknologiutvikling og teknologiforbedring.

- Pumpekraftteknologi for hurtige effektleveranser og bidrag av balansetjenester.
- Markedsløsninger for kort- og langtids balansekraft.
- Utvikling av verktøy og metoder for helhetlig miljøvennlig planlegging og drift av vannkraft.
- Hydrologiske beregningsmetoder for umålte felt (hydrologi og tilsig).
- Boretknologi for miljøvennlige vannveier uten synlige inngrep.
- Modulbaserte og standardiserte småkraftverk «Plug and Play»: Standardisert modul for småkraftverk som gir effektiv installasjon og drift.
- Metoder og teknologier for å vedlikeholde og effektivisere eksisterende kraftverk som også møter endrede krav til HMS, prosess, og risikoforståelse, tilgjengelighet, dampsikkerhet, miljø, og endret klima og kjøremønster.

Lavtemperatur energi til elektrisitet

Utnyttelse av lavtemperatur varme til strømproduksjon representerer et stort potensial på tvers av bransjer. Utfordringen i Norge er relativt store punktutslipp av lavtemperatur varme uten at et tilsvarende behov for lavtemperatur varme finnes lokalt. Gjenvunnet energi må derfor konverteres til elektrisitet for å kunne utnyttes. Norge ligger langt framme på høytemperatur konvertering. Denne kompetansen bør brukes til å utvikle et konkurransefortrinn også på lavere temperaturnivåer.

Behovet for konvertering av lavtemperatur varme til elektrisitet er i første omgang drevet fram av ambisjonen om å utnytte lavtemperatur spillvarme i industrien. I tillegg vil også gode løsninger for slik konvertering finne anvendelse innenfor andre termiske kilder som f.eks. solvarme eller geotermisk energi.

Aktuelle teknologier

- Termoelektrisitet: Direkte omdanning av varme til elektrisitet ved hjelp av spesielt egnede materialer. Omdanningen skjer inne i materialene ved hjelp av Seebeck-effekten,

uten krav til bevegelige deler eller utvikling av skadelige gasser/væsker.

- Organic Rankine Cycle (ORC): Mye brukt teknologi som konverterer spillvarme til kraft ved en syklus med varmeveksler/fordamper, turbin og re kondensering. Konvensjonell teknologi som kan benyttes ned mot relativt lave temperaturer. Når temperaturdifferensen avtar, reduseres også virkningsgraden.
- Stirlingmotor: Dette er en stempelbasert motor der arbeidsmediet er utenfor selve stempel motoren, men varmes vekselvis opp på den ene og den andre siden og strømmer gjennom stempelet og driver en generator. Dette er en teknologi som kan benyttes med relativt lave temperaturdifferenser.

Teknologiske barrierer

Materialene som inngår i termoelektriske moduler er ennå ikke gode nok. Materialene er for dyre, de er lite effektive, og de består til dels av giftige grunnstoffer. Det pågår en utvikling av dette internasjonalt og i Norge, og det er håp om at dagens teknologi vil bli erstattet ved hjelp av nye, billige materialer som ikke er giftige. Samtidig kan effektiviteten økes.

Forbedringer og nyvinninger innenfor enkeltkomponenter for elektrisitetsproduksjon fra varme innenfor Stirling eller ORC: Nye løsninger som reduserer tapet i disse syklusene vil bidra til å forbedre virkningsgraden og muligheten for utnyttelse av enda lavere temperaturer.

Hydrogen

Hydrogen er en energibærer som kan anvendes både innenfor stasjonær sektor og transportsektoren. De viktigste drivkreftene for innføring av hydrogen har så langt vært behovet for et karbonfritt drivstoff i transportsektoren. Hydrogen kan konverteres til strøm i en brenselcelle uten utslipp av annet enn vann. Anvendt i en bil med elektrisk framdrift gir dette mulighet for nær utslippsfri transport. Troen på og innsatsen knyttet til hydrogen for transportformål har gått i bølger de siste 30 årene, men nå er en rekke bilprodusenter klare for leveranser av hydrogenbiler med brenselcelleteknologi.

Biler med forbrenningsmotorer som bruker hydrogen slipper heller ikke ut annet enn vann, men her vil blant annet virkningsgraden være betydelig dårligere, slik at dette ikke er noen god langsiktig løsning. Biler med forbrenningsmotor

har imidlertid vært benyttet for å få i gang en infrastruktur for hydrogen.

Hydrogen for stasjonær sektor er mindre utbredt, og driverne for denne anvendelsen er ikke like sterke som for transportsektoren. Likevel er dette muligheter som det jobbes med, spesielt i Europa. Den mest nærliggende anvendelsen av hydrogen for stasjonær sektor er som energilager for varierende fornybar kraftproduksjon. Den store utfordringen med for eksempel sol- og vindkraft, er at denne kraften må benyttes når den produseres og balanseres ut med alternative løsninger når produksjonen stopper opp. Dette er trukket frem som den store utfordringen knyttet til større innfasing av fornybar kraft. Danmark, som har mål om 50 prosent elektrisitetsproduksjon fra vindkraft innen 2020, ser på bruk av elektrolyse, lagring av hydrogen i store kvanta, og re-elektrifisering som en del av den nasjonale, langsiktige strategien for elsystemet.

Aktuelle teknologier

Elektrolyse av vann til hydrogen er en utslippsfri framstillingsmåte for hydrogen basert på elektrisitet.

Lagring skjer enten under høyt trykk (700 bar i transport), nedkjølt til flytende form (for langtransport av store volumer), i faste stoffer (f.eks. i metallhydrider eller metallorganiske forbindelser) eller bundet i kjemiske forbindelser (f.eks. metanol). I transport er trykksatt hydrogengass den klart foretrukne lagringsformen, og de første 700 bars trykktankene ble godkjent i 2003. For stasjonær sektor er lagring i faste stoffer også aktuelt.

Konvertering til(bake) til strøm skjer mest effektivt gjennom en brenselcelle. Her finnes det

en rekke teknologier, i hovedsak karakterisert ved ulike geometriske konfigurasjoner og det materialet som benyttes i elektrolytten (kjernekomponent i elektrolysecellen). Brenselceller kan også konvertere andre drivstoffer enn hydrogen, som f.eks. naturgass og metanol, men da med tilhørende CO₂-utslipp.

Teknologiske barrierer

Hydrogenproduksjon ved elektrolyse er en konvensjonell teknologi, men det er fortsatt et potensial for forbedringer i virkningsgrad og behov for å redusere kostnader. De siste års teknologitvilling har gitt elektrolyseceller som har evne til å variere produksjonen etter etterspørsel. Slik dynamisk drift er ansett som avgjørende for teknologiens suksess, og dermed er en viktig milepæl nådd.

De teknologiske målene er nådd for hydrogenlagring i transportsektoren. Kostnadene for slike trykktanker er imidlertid høye. For stasjonær bruk er lagring i faste stoffer aktuelt, men her gjenstår det betydelige utfordringer knyttet til å finne materialer med egenskaper som forener lav vekt og høy tetthet av hydrogen, rask og energieffektiv absorpsjon og desorpsjon (opptak og frigjøring) og lav kostnad.

Konvertering til elektrisitet for stasjonære formål vil mest hensiktsmessig skje gjennom en brenselcelle. Her jobbes det kontinuerlig med forbedring av de ulike teknologiene. Kritiske barrierer er levetid for de ulike komponentene i brenselcellen, virkningsgrad og kostnader for framstilling. For å adressere disse barrierene står materialteknologi sentralt, og her har Norge høy kompetanse.

Vedlegg 3

Prisens mange roller

THEMA Consulting Group v/ prosjektleder Åsmund Jenssen

Innledning

Tema for dette notatet er prisen på forbruk av elektrisitet for norske sluttbrukere, med vekt på hvordan de ulike priselementene bestemmes og betydningen av de ulike priselementene i et samfunnsøkonomisk perspektiv. De relevante priselementene omfatter i denne sammenhengen markedsprisene på kraft, nettleie og ulike former for avgifter. Notatet har følgende innhold:

- Oversikt over elkostnadene for ulike sluttbrukergrupper
- Beskrivelse av kraftmarkedet
- Beskrivelse av faktorer som påvirker kraftprisen
- Beskrivelse av hvordan nettariffene utformes
- En gjennomgang av den samfunnsøkonomiske funksjonen til kraftprisene og nettariffene

Notatet er utarbeidet på oppdrag fra Energiutvalget v/Olje- og energidepartementet. Deler av notatet bygger på THEMA-rapport 2011-19 (utarbeidet av THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde i fellesskap).

Hva betaler vi for el?

Kraftkostnadene for norske sluttbrukere består i kjøp av råvaren elektrisk kraft, betaling for tilknytning til og bruk av kraftnettet (nettleie), samt avgifter, hvor elavgift og merverdiavgift er de viktigste. I tillegg kommer Enova-avgiften som betales av sluttbrukere i alminnelig forsyning.

Ulike kundegrupper står overfor forskjellige kostnader. En viktig årsak er at kundene er tilknyttet ulike nettnivåer. For eksempel er det meste av kraftintensiv industri tilknyttet sentralnettet, og de betaler derfor bare nettleie for dette nivået. Husholdninger er derimot tilknyttet det laveste nivået, distribusjonsnettet, og betaler nettleie som dekker alle de tre nettnivåene. En annen viktig årsak er avgiftspolitikken, som både medfører forskjeller mellom kunder i ulike geografiske områder og mellom kundegrupper. For

eksempel er kraftforbrukere i Nord-Troms og Finnmark fritatt for både elavgift og merverdiavgift, mens hele Nordland, Troms og Finnmark har fritak for merverdiavgift på kraft og nettleie. Tabellen nedenfor gir en oversikt over de ulike kostnadskomponentene per kundegruppe, samt hvem som er mottaker av de ulike betalingene (merk at det kan være forskjell mellom hvem som krever inn en betaling og hvem som til syvende og sist mottar pengene).

Nettleien vil variere betraktelig mellom slutt-kunder avhengig av forbruk, nettnivå og geografisk lokalisering, men utgjør om lag 26 øre/kWh for en gjennomsnittlig husholdning i 2012 (eksklusive avgifter). For kunder tilknyttet regional- og sentralnettet er nivået lavere. Engrosprisen på kraft varierer, men har de siste ti årene ligget mellom 20 og 46,5 øre/kWh på årsbasis i de norske prisområdene (igjen eksklusive avgifter). Også engrosprisen på kraft vil variere mellom områder ved flaskehals i nettet (som følge av begrenset overføringskapasitet). Leverandørpåslaget kan variere avhengig av kontraktstype og leverandør, men har de senere årene ligget på rundt 2 øre/kWh (spotpriskontrakter, før avgifter og elsertifikatkostnader). Norge har gjennomgående lave påslag sammenliknet med andre land. Endelig betaler sluttkundene i enkelte kommuner vesentlig lavere priser som følge av at kommunen har tilgang på konsesjonskraft og velger å selge denne videre til innbyggerne til selvkost (som typisk er i størrelsesorden 10-11 øre/kWh før avgifter) og et lite påslag. Elavgiften (formelt avgift på elektrisk kraft) utgjør 11,39 øre/kWh i 2012, Enova-avgiften 1 øre/kWh.

Elementene som til sammen utgjør elkostnadene for en sluttbruker, bestemmes på ulike måter:

- Engrosprisen på kraft fastsettes daglig i det nordiske kraftmarkedet Nord Pool, hvor det totalt opptrer flere hundre selgere og kjøpere av kraft fra hele Norden. Forholdet mellom tilbud og etterspørsel avgjør prisnivået. Dersom det ikke er begrensninger i kapasiteten i det

Tabell 3.1 Ulike kostnadskomponenter per kundegruppe

	Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri	Mottaker	
Engrospris ¹	X	X	Kraftprodusent	Sluttbrukerpris ekskl. avgifter
Leverandørpåslag	X	(X)	Kraftleverandør	
Nettleie – distribusjonsnett	X		Lokale og regionale nettselskaper	Nettleie
Nettleie – regionalnett	X	(X)	Regionale nettselskaper	
Nettleie – sentralnett	X	X	Statnett og andre eiere i sentralnettet	
Elsertifikater	X		Utbyggere av ny fornybar kraftproduksjon (kreves inn av leverandør)	Avgifter
Elavgift	X		Staten (kreves inn av nettselskaper)	
Merverdiavgift ²	(X)		Staten (kreves inn av nettselskaper og leverandører)	
Enova-avgift	X		Enova (kreves inn av nettselskaper)	

¹ Engrosprisen kan være spotprisen på Nord Pool (prisen i døgnet) eller en variabel pris som justeres med jevne mellomrom, alternativt en fastpris nedfelt i en kontrakt mellom kraftprodusent og sluttbruker/leverandør.

² Alle kunde grupper inklusive kraftintensiv industri er pliktige til å betale merverdiavgift, men merverdiavgift er ikke en nettokostnad for næringsdrivende ettersom de får fradrag for inngående merverdiavgift ved betaling av merverdiavgift til staten (i tråd med det generelle regelverket for merverdiavgift).

nordiske overføringsnettet, blir prisen lik i hele Norden.

- Leverandørpåslaget avhenger av konkurransen i sluttmarkedet, det vil si konkurransen mellom leverandørene. For industrien er volumene så store at kostnadene til leverandøren blir svært små per kWh.
- Nettleien bestemmes av nettselskapene innenfor rammer fastsatt av NVE. NVE setter et tak på de samlede tillatte inntektene fra nettleien, mens nettselskapene bestemmer fordelingen mellom kunde grupper og faste og variable ledd. De samlede inntektene bestemmes av kostnadene i nettet og er uavhengige av kraftprisene, med unntak av kostnadene til tap i nettet som blir høyere jo høyere kraftprisen er fordi nettselskapene må betale for tapene.
- Kostnaden til elsertifikater bestemmes gjennom en kombinasjon av politisk fastsatte mål for utbygging av ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige og kostnadene ved å oppfylle målet (utbygging og drift av ny kraftproduksjon). Sertifikatkostnadene henger sammen med kraftprisen ettersom sertifikatprisen settes slik at summen av sertifikatpris og kraftpris

utløser utbygging av ny fornybar kraftproduksjon. Det vil si at summen av sertifikatpris og kraftpris må være minst like høy som utbyggingskostnadene per kWh (inklusive kapital- og driftskostnader). Jo høyere engrospris på kraft, desto lavere sertifikatpris, ettersom høyere inntekter fra markedet gir mindre behov for støtte (for en gitt prosjektkostnad). Kostnadene til elsertifikater vil alt annet likt øke fram mot 2020 som følge av at målet om ny fornybar produksjon trappes opp fram til dette tidspunktet.

- Elavgift, merverdiavgift og Enova-avgift bestemmes av myndighetene.

I tillegg finnes det et organisert marked for finansielle kraftkontrakter (NASDAQ Commodities OMX Nordic, etter at Nord Pool solgte sin markeds plass for slike kontrakter), og det finnes markeder for såkalt regulerkraft og systemtjenester som brukes for å balansere produksjon og forbruk på løpende basis. Sluttbrukerne ser ikke prisene i disse markedene direkte (unntatt store forbrukere som handler direkte i det finansielle markedet). Leverandørpåslaget dekker imidlertid

blant annet kraftleverandørenes kostnader ved å handle i finansielle kontrakter, som leverandørene bruker for å håndtere risikoen knyttet til fastpris-kontrakter og kontrakter med variabel pris. På den måten betaler sluttbrukerne en liten kostnad knyttet til det finansielle markedet (trolig mindre enn 1 øre/kWh i gjennomsnitt).

I det følgende ser vi nærmere på engrosprisen og nettleien, både hvordan de fastsettes i detalj og hvilken samfunnsøkonomisk funksjon de oppfyller. Prinsipielt vil det være snakk om to hovedfunksjoner:

1. Preiselementer som skal gi signaler om riktig utnyttelse av det eksisterende kraftsystemet og den videre utviklingen av systemet.
2. Preiselementer som skal gi kostnadsdekning.

Avgiftene har vesentlig betydning for forskjeller i elkostnader for ulike kundegrupper og geografiske områder. Avgiftene og sertifikatkostnadene bestemmes imidlertid politisk og drøftes ikke nærmere her. Hovedfunksjonen til avgiftene er å gi inntekter til det offentlige (merverdiavgift, elavgift) eller finansiere støtte til fornybar energi og energieffektivisering (sertifikatkostnader, Enova-avgiften). Avgiftene gir også prissignaler og virker dempende på etterspørselen, noe som må ses i forhold til avgiftene på andre energibærere som fjernvarme, naturgass og fyringsolje. En slik diskusjon faller utenfor rammen av dette notatet.

Generelt om kraftmarkedet

Kraftmarkedet må forstås i lys av elektrisitetens fysiske egenskaper. Vi må ha eksakt balanse mellom produksjon og forbruk av el hvert sekund for å unngå at systemet bryter sammen. Ettersom elektrisitet ikke kan lagres i stor skala på noen effektiv måte, medfører de fysiske særtrekkene ved elektrisiteten svært høye krav til driften og utviklingen av kraftsystemet. I motsetning til andre infrastrukturer, som for eksempel veitranSPORT, kan vi ikke løse ubalanser mellom produksjon og forbruk gjennom køordninger.

Behovet for kontinuerlig balanse innebærer at vi hele tiden må ha informasjon om utviklingen i forbruket og den tilgjengelige produksjons- og overføringskapasiteten. Informasjonsutfordringen må ses i lys av at vi i det norske kraftsystemet har mer enn 1400 enkeltkraftverk og om lag 2,7 millioner uttakspunkter i nettet. Behovet for å hente informasjon om produksjon og forbruk – og sende de riktige signalene til produsenter og forbruket – er derfor omfattende.

For å ivareta balansen mellom produksjon og forbruk har vi valgt et markedsbasert system for omsetning av kraft i Norge, i likhet med mange andre land. Fordelen med et markedsbasert system er at informasjon om balansen mellom forbruk og produksjon kan samles inn og formidles hver eneste dag. Markedet, med alle aktørene, gjør på denne måten en viktig jobb for å sikre at kraftsystemet fungerer. Nord Pools døgemarked (Elspot) er den sentrale markedsplassen i Norden, og det meste av produksjonen og forbruket i de nordiske landene omsettes til prisene i Elspot.

Markedsprisen er den prisen som sikrer balanse mellom tilbud og etterspørsel av kraft. Kraftprisen vil på den måten bestemmes av kostnadene ved å produsere den siste enheten som akkurat dekker etterspørselen (til den gitte prisen). Kraftprisen vil derfor generelt være forskjellig fra kostnadene ved å produsere kraft i det enkelte verket. Alle verk som har budt inn kostnader lavere enn (eller lik) markedsprisen, vil bli plukket ut til å produsere. Kraftprisen må være lik for alle produksjonsenheter, uavhengig av produksjonskostnaden i det enkelte verket (selvsagt under forutsetning av at prisen ikke er lavere enn produksjonskostnaden). At prisen må være lik for alle, har blant annet sammenheng med følgende:

- Dersom utvalgte kundegrupper stilles overfor en lavere pris enn markedsprisen, gir det incentiver til økt etterspørsel fra disse kundene og dermed behov for ekstra produksjon. Da må imidlertid prisen øke for at produksjonen skal øke. Med andre ord: Skal vi oppnå balanse må alle kunder stå overfor samme pris. Markedsløsningen er ikke mulig dersom ikke prisen settes likt for alle kunder. (At mindre grupper betaler konsesjonskraftpris i stedet for markedspris er likevel håndterbart, ettersom mengden er begrenset. Kravet utelukker heller ikke at kunder kan kjøpe kraft på faste kontrakter, så lenge de har muligheten til å selge kraften tilbake til markedet.)
- De marginale kostnadene ved å produsere én ekstra enhet kraft på kort sikt omfatter bare variable kostnader og ikke kapitalkostnader. Skal produsentene få dekket sine fulle kostnader, må prisene derfor i perioder være høyere enn de marginale kortsiktige produksjonskostnadene.

For vannkraft er det dessuten generelt grunn til å vente at prisene avviker fra produksjonskostnadene på kort og lang sikt (inklusive kapitalkostnader). Vannkraft genererer såkalt grunnrente, som oppstår fordi kraftverkene utnytter en begrenset

naturressurs. Av den grunn er det innført en egen skatt på vannkraftproduksjon, grunnrenteskatt, som innebærer at vannkraftverk står overfor en nominell marginalsatt på 58 prosent (den effektive satsen er enda høyere som følge av konsekvenskraft og eiendomsskatt).

Overføringskapasiteten mellom Norge og andre land kontrolleres av Statnett og tilsvarende selskaper i andre land. Den tilgjengelige kapasiteten fordeles hver dag via kraftbørsene i Norden og landene vi handler med. Ingen enkeltprodusenter eller forbrukere har noen rettigheter til å overføre kraft til eller fra Norge. Selv om Statkraft eier kabelen Baltic Cable mellom Sverige og Tyskland, har selskapet ingen myndighet over utnyttelsen av kabelen. Handelen foregår på den måten at kraften flyter fra områder med lav pris til områder med høy pris. Det betyr for eksempel at utenlandshandelen vil gi import fra Nederland til Norge i timer hvor prisen er høyere i Norge enn i Nederland, og eksport fra Norge når prisen er høyere i Nederland.

Norske kraftprodusenter – og forbrukere – står alltid overfor prisen i Norge og ikke prisen i andre land. Norske produsenter kan altså ikke få betalt i europeiske priser for å levere kraft i de kontinentale markedene direkte. I stedet er det Statnett og de utenlandske medeierne som tar gevinsten ved at det leveres kraft via en kabel til Kontinentet som får betalt en europeisk børsspris, som i prinsippet kjøpes til norsk børsspris. Statnett tjener også på at det via en kabel leveres kraft til en høy pris i Norge som er kjøpt inn til en lavere pris i et annet land. Produktet av prisdifferansen og mengden som transporteres gjennom kabelen kalles flaskehalsinntekt, og er altså en inntekt til Statnett og deres kunder. (Statnetts inntekter er gjenstand for regulering av NVE, som vi kommer tilbake til.) Prisene på Kontinentet kan derimot påvirke de norske prisene, noe vi kommer tilbake til i neste avsnitt.

Organiseringen av handelen med utlandet, der inntektene tilfaller Statnett og deres kunder, betyr også at norske kraftleverandører ikke nødvendigvis tjener mer på høye priser om vinteren i underskuddssituasjoner. Leverandørene kan ikke kjøpe kraften billig på Kontinentet og selge den dyrt i Norge, men må kjøpe til norsk børsspris.

Avslutningsvis er det et spørsmål om det nordiske markedet er velfungerende i den forstand at vi har effektiv konkurranse. Sammenliknet med andre kraftmarkeder er det i hvert fall lite som tyder på at markedsrett er noe utbredt problem i Norden. Snarere er markedet kjennetegnet ved en i internasjonal sammenheng liten konsentrasjon

og svært høy likviditet både i det fysiske og det finansielle kraftmarkedet. Analyser som har vært gjort av prisdannelsen, viser også at det er høy grad av samsvar mellom prisene vi ville vente i et effektivt konkurransemarked og prisene vi faktisk observerer. Samtidig er det viktig at konkurransemyndighetene og regulatorne følger situasjonen nøye både i den daglige driften av markedet og med hensyn til fusjoner og oppkjøp.

Hva påvirker kraftprisen?

Kraftprisen i det nordiske markedet avhenger generelt av balansen mellom tilbud og etterspørsel. I denne sammenhengen er det viktig å være klar over at det høye innslaget av vannkraft i det norske kraftsystemet har stor betydning for kraftprisen og ikke minst svingningene i prisen over tid. Vi starter derfor med å beskrive hvordan kraftprisen blir til i et rent vannkraftsystem med magasinkapasitet. Vi ser på et helt enkelt eksempel for å illustrere noen viktige prinsipielle sammenhenger i prisdannelsen.

Vannkraft har svært lave variable kostnader, og det skal i utgangspunktet tilsi en lav pris (når vi ser bort fra at prisene må være høyere enn de variable kostnadene for at de fulle kostnadene inklusive investeringer skal dekkes). Anta at vi står overfor en situasjon der vi skal dekke forbruket av kraft i dag og i morgen. Etterspørselen i dag er i utgangspunktet lav (for eksempel 10), mens den er høy i morgen (for eksempel 20). Forskjellen i etterspørsel kan for eksempel skyldes variasjoner i temperatur og etterspørsel etter el til oppvarming. Tilgangen på vann i begge perioder er 15. Uten magasinkapasitet må forbruket i dag bli høyere enn etterspørselen i utgangspunktet tilsier, eller vann må gå til spille. Det medfører en lav kraftpris i dag, for eksempel 10, med et tilhørende forbruk på 15. Den tilsvarende prisen i morgen må derimot være høy, for eksempel 30, ettersom det ikke er nok vann tilgjengelig til å dekke hele det potensielle forbruket. Prisen må være så høy at en del forbruk velger å stenge ned eller flytte til i dag i den grad det er mulig, slik at forbruket blir lik den tilgjengelige mengden produksjon. Alternativet til å bruke prisen for å redusere etterspørselen er rasjonering. Ved bruk av prisme-kanismen sikrer vi at det mest verdifulle forbruket blir dekket, mens mindre verdifullt forbruk reduseres eller flyttes i tid.

Anta nå at vi har magasinkapasitet, det vil si at vannet kan lagres. Da er det i prinsippet mulig å lagre 5 til i morgen og dekke en etterspørsel på 20. I og med at prisen er høyere i morgen, er det

også lønnsomt for produsenten å lagre vannet. Ved å flytte vann til i morgen, øker imidlertid tilbudet i denne perioden, og prisen reduseres fra nivået på 30 uten magasinkapasitet. Samtidig reduseres tilbudet i dag, slik at prisen øker. Så lenge prisen i morgen er høyere enn prisen i dag, vil det lønne seg å flytte produksjon til i morgen. Prisen i morgen utgjør på denne måten en *alternativverdi* av å bruke vannet i dag. Denne alternativverdien omtales vanligvis som vannverdien, og vil være den sentrale faktoren i prisdannelsen i et lukket vannkraftsystem med magasinkapasitet.

I prinsippet – i en verden uten usikkerhet og med uendelig mye magasinkapasitet – vil denne flyttingen av vann mellom perioder foregå helt til kraftprisen er den samme i alle timer. I praksis observerer vi også at prisene i Norge varierer lite innenfor kortere tidsintervaller sammenliknet med andre kraftsystemer. Vi har for eksempel relativt små prisdifferanser mellom dag og natt.

Egenskapene til det norske vannkraftsystemet er viktige for å forstå hvordan kraftprisene dannes og hvorfor de svinger. Det enkle eksemplet ovenfor gir imidlertid ikke det fulle og hele bildet. Magasinkapasiteten er for det første begrenset, slik at det ikke kan lagres uendelige mengder med vann. Begrensninger i magasinkapasiteten kan påvirke prisen i begge retninger. Ved svært fulle magasiner er mulighetene til å lagre mer vann redusert og det trekkes i retning av lavere priser. Ved lave magasinopfyllinger øker risikoen for knapphet i senere perioder. Det trekkes i retning av høyere priser fordi verdien av å spare vannet øker.

Det norske kraftsystemet består dessuten ikke bare av vannkraft med magasinkapasitet. I perioder vil for eksempel høy uregulerbar produksjon (elvekraft og eventuelt vindkraft i tillegg) drive prisene ned mot relativt lave nivåer, særlig dersom magasinene er fulle. De norske gasskraftverkene har normalt lite å si for prisene, men kan i spesielle situasjoner med begrensede muligheter for import fra utlandet ha en viss betydning (jf. også neste avsnitt).

Endelig er Norge del av et større marked med et sterkt innslag av teknologier som kullkraft og kjernekraft. Litt forenklet kan vi si at alternativet til å spare vann til framtidig produksjon er å importere kraft fra landene vi er fysisk knyttet til gjennom utenlandsforbindelser. Den marginale produksjonen i disse landene er normalt kullkraft eller gasskraft, det vil si at det er slik produksjon som vil øke for å dekke én ekstra kWh forbruk i Norge. Kostnaden ved å importere kraft blir da lik alternativverdien av vannet. På den måten vil kost-

nadene i kullkraftverk og gasskraftverk påvirke kraftprisen i Norge. I det nordiske markedet er det særlig kostnadene i danske (og finske) kullkraftverk som er viktige for kraftprisen, ettersom denne produksjonen ofte er marginal (økes eller reduseres i takt med endringer i forbruket og annen produksjon). Prissmitten fra Kontinentet er begrenset som følge av mindre overføringskapasitet.

På denne bakgrunnen er det klart at kraftprisene i Norge påvirkes av en rekke forskjellige faktorer:

- *Balansen mellom tilbud og etterspørsel i Norge.* Kraftbalansen er avgjørende for de langsiktige prisvariasjonene. Overskudd av kraft i Norge trekker i retning av lavere priser, mens underskudd gir høyere priser.
- *Tilgjengelighet av produksjonsanlegg.* Dersom store mengder produksjonskapasitet er utilgjengelig, for eksempel på grunn av feil eller vedlikehold, får vi høyere priser. Tilgjengeligheten kan påvirke prisene både på kort sikt og på lengre sikt, flere måneder eller til og med utover ett år dersom den manglende tilgjengeligheten er langvarig.
- *Temperaturvariasjoner.* Lave temperaturer gir høyere etterspørsel og høyere priser alt annet likt. Dette gjelder både på kort sikt og over lengre perioder. Prisivirkningene forsterkes av at lengre kuldeperioder med lav temperatur gjerne faller sammen med mindre vannkraftproduksjon.
- *Tilslutning til vannkraftsystemet.* Høye tilslutninger gir rikelig med tilgang på vann og fører til høyere magasinopfylling. Det betyr også lavere alternativverdi av å lagre vann og trekkes prisene nedover. Motsatt vil lave tilslutninger (tørrår) bety en høy alternativverdi av vannet og høyere priser. Tilslutning og magasinforhold er særlig viktig for prisene på noen måneders sikt, men kan også påvirke prisene over flere år i spesielle tilfeller.
- *Vind og nedbør.* Mye vind og/eller nedbør gir mye uregulert produksjon på kort sikt, og reduserer prisene alt annet likt.
- *Flaskehals i nettet.* Begrensninger i overføringskapasiteten internt i Norge og mot andre land bidrar til lavere priser i områder med overskudd av kraft og høyere priser i områder med underskudd. Flaskehals i nettet innebærer at vi ikke får full prisutjevning selv om vi handler kraft med andre land. Med dagens nivåer på overføringskapasiteten får vi bare unntaksvis like priser som på Kontinentet. Selv ikke med Statnetts planer for nye utenlandsforbindelser fram mot 2020-2025 vil vi få kontinentale priser

i Norge. Det gjelder enten vi ser på nivået fra Statnetts Nettutviklingsplan fra 2010 eller det nedskalerte/utsatte nivået fra tilsvarende plan fra 2011. Flaskehals er viktige for prisene både på kort og lang sikt.

- *Brenselsprisene i termiske kraftverk.* Høyere priser på kull, gass og olje gir høyere kraftpriser i landene vi handler med. Det fører igjen til høyere priser i Norge fordi alternativverdien av vannkraften avhenger av brenselsprisene. Brenselsprisene er særlig viktige for prisvariasjoner på lengre sikt.
- *CO₂-kvoter.* Kostnadene ved CO₂-kvoter påvirker kraftprisen på samme måte som brenselspriser. Innføringen av CO₂-kvoter i Europa har derfor også gitt økte kraftpriser i Norge.
- *Tilbud og etterspørsel i andre land.* Overskudd i landene vi handler med trekker de lokale prisene ned og kan gi noe lavere priser i Norge via import. En strammere balanse trekker i retning av høyere priser og eksport fra Norge.

Hva påvirker nettleien?

Nettselskapenes inntekter er regulert av NVE. NVE setter årlig et tak på inntektene som er en funksjon av nettselskapenes faktiske kostnader og en kostnadsnorm (som sier noe om det ideelle nivået på selskapenes kostnader gitt størrelsen på nettet og naturgitte forhold som skaper utfordringer for nettdriften). Dette betyr at nettselskapenes samlede inntekter fra nettleie ikke kan overstige et gitt beløp. De tillatte inntektene fastsettes slik at de samlet tilsvarer de totale årlige kostnadene i norske nettselskaper. For det enkelte selskap er det ikke nødvendigvis noen eksakt sammenheng mellom kostnader og inntekter. Det skyldes at NVE beregner en kostnadsnorm for hvert selskap som utgjør 60 prosent av de tillatte inntektene. Kostnadsnormen reflekterer blant annet selskapenes effektivitet. Noen selskaper vil derfor få høyere inntekter enn de faktiske kostnadene, mens andre vil få lavere inntekter. Formålet er å stimulere selskapene til å drive mest mulig effektivt.

Nettkostnadene som ligger til grunn for nettleien, omfatter drift og vedlikehold, overførings- tap, eiendomsskatt, måling og avregning samt kapitalkostnader, det vil si avskrivninger og avkastning på investert kapital i nettet. Kapitalkostnadene utgjør den største andelen, og er basert på de bokførte verdiene (slik at nedskrevne anlegg med null i verdi heller ikke gir inntekter). Avkastningen baseres på statsobligasjonsrenter pluss en risikopremie, der risikopre-

mien vanligvis utgjør i størrelsesorden 3 prosentpoeng. Det er verdt å merke seg at dette tilsvarer en kapitalavkastning som ligger under det forventede nivået for næringsvirksomhet generelt, det vil si avkastningen i børsnoteerte virksomheter.

Nettleien for husholdninger og andre mindre nettkunder består gjerne av et variabelt ledd pr. kWh og et ledd som er fast (uavhengig av forbruk). Større kunder, herunder industri, betaler et energiledd på grunnlag av faktisk forbruk og et effektledd basert på maksimalt målt effektuttak. Kostnadene i nettet påvirkes i liten grad av det løpende forbruket. På kort sikt er det bare overføringstapene som varierer med forbruket, det vil si de såkalte marginale tapene (endringen i tapene når belastningen i nettet øker). Merkostnaden ved å utnytte det eksisterende nettet blir derfor forholdsvis liten. Det utelukker ikke at kostnadene kan være vesentlige i perioder med høy belastning av nettet og dermed høye tap, men i gjennomsnitt over året utgjør tapene normalt under 15 prosent av de samlede nettkostnadene.

Det er en sammenheng mellom forbruk og nettkostnader på lang sikt i den forstand at det koster mer å dimensjonere nettet for et høyt forbruk. Det er imidlertid også på lang sikt slik at merkostnaden ved å øke kapasiteten i nettet er relativt liten, gitt at vi uansett skal bygge nett. En dobling av overføringskapasiteten i en linje medfører for eksempel bare en mindre økning i investeringskostnadene.

Som følge av at kostnadene i hovedsak er faste, må også inntektene til nettselskapene være forbruksuavhengige i stor grad for å begrense risikoen i virksomheten. Forbruksavhengige inntekter krever en høyere nettleie for å kompensere nettselskapene for vesentlig høyere risiko. Både i Norge og en rekke andre land der nettvirksomheten er gjenstand for økonomisk regulering, er det derfor vanlig å basere de tillatte inntektene på kostnader og ikke forbruk. I praksis betyr dette at høyere forbruk enn antatt ved fastsettelsen av årets nettleie innebærer lavere nettleie (nettariffer) pr. kWh neste år, mens lavere forbruk enn antatt betyr høyere nettleie pr. kWh. Totalregningen over tid for sluttbrukerne blir imidlertid lite påvirket av variasjonene i den årlige nettleien.

Forskjeller i nettleie mellom ulike sluttkunder skyldes flere faktorer. For det første avhenger nettleien av hvilket nivå kunden er tilknyttet:

- Sluttkunder tilknyttet sentralnettet (hovedsakelig kraftintensiv industri) betaler bare nettleie som dekker kostnadene på dette nivået, ikke underliggende nett. Tilsvarende betaler

kunder tilknyttet regionalnettet nettleie basert på kostnadene i regional- og sentralnettet. Sentral- og regionalnettsleien vil variere mellom ulike punkter i nettet avhengig av forholdet mellom produksjon og ulike typer forbruk. Jo mer produksjon og forbruk i kraftintensiv industri, desto lavere nettleie i punktet.

- Sluttbruker tilknyttet distribusjonsnettet betaler nettleie som dekker kostnadene til alle overliggende nettnivåer i tillegg til distribusjonsnettet. Kostnadene i distribusjonsnettet er høyere enn kostnadene i regional- og sentralnettet til sammen.

For det andre varierer nettleien mellom områder som følge av forskjeller i kostnader. Forsyning av områder med spredt befolkning og ugunstige rammevilkår (som krevende terrengforhold og harde værforhold) er dyrere enn forsyning i tettbygde strøk, hvor det er flere kunder å dele kostnadene på. Dette gjelder også i områder med mye kraftproduksjon og lav befolkningstetthet. Selv om kundene i slike områder ofte vil betale relativt lite i nettleie til regional- og sentralnettet som følge av samlokalisering med produksjon, blir likevel nettleien høy fordi kostnadene pr. kunde i distribusjonsnettet er høye.

Kraftprodusenter betaler nettleie basert på gjennomsnittlig produksjon over flere år, uavhengig av hvilket nettnivå de er tilknyttet. Gjennom EUs regelverk settes det i praksis et tak på produsentenes nettleie (det samme gjaldt for øvrig også tidlig på 2000-tallet da felles nordiske retningslinjer var styrende).

Nettselskapene har frihetsgrader til å tilpasse nettleien innenfor rammen av de samlede tillatte inntektene. Det er imidlertid et generelt krav om at nettleien skal utformes slik at den i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet. Nettleien kan videre differensieres mellom nettkunder etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold.

I regional- og sentralnettet innebærer dette at energileddet skal gjenspeile marginale tapskostnader i det enkelte punktet (en prosentsats ganget med kraftprisen). Energileddet blir derfor vanligvis lavt sammenliknet med andre deler av nettleien for kundene på disse nivåene, ettersom tapskostnadene utgjør en liten andel av de totale kostnadene. I enkelte punkter i nettet med stor produksjon og lavt forbruk kan det marginale tapet være slik at tapene reduseres når uttaket øker. Energileddet kan derfor bli negativt for kraftforbrukere i regional- og sentralnettet. På lavere nettnivåer er

det vanlig å bruke energiledd som er vesentlig høyere enn de marginale tapskostnadene.

I tillegg kan nettselskapene bruke såkalte kapasitetsavgifter dersom nettet er fullt utnyttet og det er behov for å gi prissignaler om at kapasiteten er knapp (slik at overføringen ikke overstiger nettets kapasitet). I sentralnettet gjøres dette gjennom områdeprisene i Nord Pools spotmarked som nevnt tidligere. På lavere nettnivåer brukes ikke kapasitetsavgifter i praksis i dag, selv om regelverket prinsipielt åpner for en slik mulighet.

I tillegg til fast og variabel nettleie er det adgang for nettselskapene til å ta anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved kundespesifikke investeringer (for eksempel ved tilknytning av nye boliger, nettilknytning av nye kraftverk eller utvidelser i industribedrifter som krever økt nettkapasitet). Kostnadene ved investeringer som er finansiert med anleggsbidrag tas ikke med i grunnlaget for inntektsrammene. Anleggsbidrag er et sentralt virkemiddel for å gi signaler om de langsiktige kostnadene ved å utvide kapasiteten i nettet.

Inntektene fra handel med utlandet, flaskehalsinntektene, tilfaller i utgangspunktet Statnett som netteier. Statnetts samlede inntekter er imidlertid regulert av NVE på om lag samme måte som andre nettselskaper. Flaskehalsinntektene regnes som en nettleieinntekt på linje med andre inntekter, og derfor medfører inntekter fra handel med utlandet lavere nettleie. I dagens modell for kostnadsfordeling i sentralnettet ender mesteparten av flaskehalsinntektene hos alminnelig forsyning (inklusive husholdninger) gjennom lavere nettleie, det resterende hos kraftintensiv industri.

Kraftpriser og nettleie – rolle og samfunnsøkonomisk betydning

Hvorfor varierer kraftprisen over tid?

Kraftprisen varierer mye over tid. (Vi sikter her til prisen i engrosmarkedet og kommer tilbake til nettleien nedenfor.) Siden starten av 1990-tallet har prisen svingt mye, men rundt en stigende trend. En viktig årsak til de stigende prisene har vært en knappere energibalanse i Norge og Norden. Ved inngangen til 1990-tallet var produksjonsnivoen i det norske systemet høyere enn forbruket i normale år. I dag er det om lag balanse. Det har kommet ny produksjonskapasitet inn, slik at installert effekt har økt med om lag 14 prosent siden 1990. Forbruket har imidlertid økt med mer enn 20 prosent. I alminnelig forsyning er befolkningsvekst og økonomisk vekst viktige drivkrefter bak økningen i forbruket, mens det i industrien er

snakk om en generell økning av aktiviteten (med unntak av de siste 2-3 årene). I tillegg er petroleumssektoren blitt en betydelig forbruksgruppe, blant annet som følge av politiske mål om elektrifisering av petroleumsvirksomhet. Veksten i petroleum er om lag på linje med veksten i husholdninger og jordbruk siden 1990 målt i TWh.

Den strammere balansen fører altså til høyere priser. Dette gjelder både i Norge og Norden. Den knappere kapasiteten betyr også at svikt i tilbudet (eller høyere etterspørsel enn normalt, for eksempel som følge av lange kuldeperioder) fører til større prisøkninger enn i en situasjon med en mindre stram balanse. I tillegg har det vært en generell økning i produksjonskostnadene i landene vi handler med som følge av høyere brenselpriser og innføringen av CO₂-kvoter som gir økte kostnader i kullkraftverk og gasskraftverk. Når det gjelder selve handelen med utlandet (import og eksport), har utvekslingen økt fordi vi har fått mer overføringskapasitet mot andre land, men virkningene på prisen i Norge er ikke entydige. I våte år fører mer handel til høyere norske priser, men samtidig begrenses prisoppgangen i tørre år.

Det er viktig at kraftprisen tillates å variere over tid for å sikre at vi greier å håndtere lange perioder med knapphet på energi uten rasjonering. På 1-2 års sikt er det vanskelig å øke produksjonskapasiteten (eller overføringskapasiteten mot utlandet). Hvis vi setter prismekanismen til side (for lave priser sammenliknet med det samfunnsøkonomisk riktige nivået som reflekterer risikoen for at magasinene blir tomme), innebærer det i realiteten at vi må ty til rasjonering i perioder med knapphet. I perioder med langvarig overskudd på kraft vil manglende prissignaler (for høye priser) trolig være et mindre problem, men det vil fortsatt gi opphav til en ugunstig disponering av produksjonsressursene og i verste fall spill av vann.

En varierende kraftpris over tid er også viktig for å gi riktige signaler om utviklingen av kraftsystemet. En bevegelse i retning av lavere priser tyder på at vi har overskudd av kraft. Det betyr i sin tur at produksjonskapasitet bør legges ned eller at det er lønnsomt å investere i økt forbruk av el, eventuelt også at det bør bygges utenlandsforbindelser som kan øke verdien av kraftressursene. Høyere priser over tid gir derimot signaler om at det er lønnsomt å bygge ny kraftproduksjon eller redusere forbruket.

Et overordnet poeng er at markedet hele tiden reflekterer den tilgjengelige informasjonen om produksjon og forbruk av kraft og de bakenforlig-

gende drivkreftene. Markedsprisene er på denne måten en helt sentral informasjonsbærer. Uten markedsprisen må den relevante informasjonen framskaffes på andre måter som er mindre effektive.

Variierende kraftpriser på lang sikt er viktig både for å balansere tilbud og etterspørsel over lengre perioder og gi signaler om hvordan kapasiteten i systemet bør endres.

Hvorfor varierer kraftprisen mellom sommer og vinter?

Om vinteren er forbruket av kraft høyere som følge av oppvarmingsbehov, samtidig som tilsiget til vannkraftsystemet er mindre. Det innebærer at de forventede vinterprisene er høyere enn sommerprisene ved en gitt mengde tilgjengelig produksjon (vann i magasinene), jf. det enkle eksempelet ovenfor. Høyere forventede vinterpriser betyr at vannverdiene øker. Det er derfor normalt en økonomisk gevinst for produsentene ved å spare vann om sommeren og heller produsere om vinteren.

Ved svært høye tilsig om sommeren vil det være et stort overskudd av kraft og (svært) lave priser. Dersom prismekanismen ikke får lov til å fungere, blir prisen høyere enn den ellers ville ha vært. Det begrenser etterspørselen (også fra utlandet) og medfører økt sparing av vann i magasinene sammenliknet med hva markedsløsningen gir. Det gir høyere magasinfillinger ved inngangen til høsten. For høye magasinfillinger kan imidlertid også være et problem fordi det øker faren for flom, spesielt dersom høsten blir nedbørrik og varm. Svært store overskudd om sommeren er kanskje særlig en faktor som påvirker områdeprisene, men kan også påvirke prisene på nasjonalt nivå.

I noen tilfeller vil sommerprisene være høyere enn vinterprisene. Det skyldes i så fall uventede endringer i forhold til normale situasjoner, for eksempel at høsten blir vesentlig varmere og mer nedbørrik enn normalt. Også i slike tilfeller er det viktig at prisene tillates å variere slik at det gis signaler til produsenter og forbrukere om de underliggende markedsforholdene.

Alle disse eksemplene illustrerer kompleksiteten i spørsmålet om optimal vanddisponering. Prismekanismen er svært viktig som verktøy for vanddisponeringen ettersom den fanger opp all tilgjengelig informasjon om faktisk produksjon og forbruk og markedsaktørenes forventninger til framtiden. Alternativet til å bruke markedsprisene til å disponere vannet er å styre produksjonen

administrativt, for eksempel gjennom krav til magasinfylling (som enten kan ligge fast eller tilpasses hvert år avhengig av tilsig og etterspørselsforhold). En mekanisk bruk av faste nivåer for magasinfyllingen skaper risiko for flom dersom grensen settes for høyt. For eksempel vil en nedbørrik høst kombinert med høye temperaturer og lavkonjunktur i industrien raskt medføre at magasinene blir overfylt. Dersom grensen settes for lavt, skaper det på sin side en fare for at magasinfyllingen blir lavere enn det riktige nivået. I fravær av prissignaler fra markedet, blir det da en økt risiko for rasjonering. Skal grensene for magasinfyllingen settes dynamisk, krever det i prinsippet akkurat den samme mengden informasjon som det som er tilgjengelig i markedet. Det er ingen grunn til å tro at en sentral myndighet eller ekspertorgan skal gi systematisk bedre vanddisponering enn det markedsaktørene selv finner fram til. Disse utfordringene gjelder også i en modell der markedsmekanismen kombineres med grenser for magasinfyllingen på ulike tidspunkter.

Vi sikter her ikke til grenser for magasinfyllingen som er satt gjennom konsesjonsvilkårene som primært er begrunnet i miljøhensyn. Det må i denne sammenhengen også gjøres oppmerksom på at konsesjonsvilkår om minstevannføring i praksis begrenser produsentenes frihetsgrader til å disponere magasinene, og reduserer rekkevidden av administrative krav til magasinfyllingen.

Variasjoner i kraftprisene mellom årstider er viktig for å gi signaler om langsiktig disponering av magasinene slik at vi unngår knapphet om vinteren og reduserer risikoen for overløp og flom i andre deler av året.

Hvorfor blir kraftprisen særlig høy i noen timer?

Vi har i de senere årene erfart at kraftprisen kan bli svært høy i enkelte timer. Prisen har i noen tilfeller steget til flere kroner per kWh. Årsaken til slike ekstreme priser er en kombinasjon av flere faktorer:

- El kan ikke lagres, og det må være løpende balanse mellom produksjon og forbruk for å unngå at kraftsystemet bryter sammen. Vi må derfor ha en markedspris som gir balanse mellom produksjon og forbruk.
- På helt kort sikt kan ikke kapasiteten i kraftsystemet økes. Det betyr at en høyere pris ikke fører til økt produksjon innenfor tidsrommet vi ser på her (typisk et døgn). I stedet må prisen stige til etterspørselen reduseres til et nivå der forbruket tilsvarende den tilgjengelige produk-

sjonskapasiteten. Fordi forbruket er relativt lite følsomt for prisendringer på sikt, kreves det et stort utslag i prisen for at den nødvendige responsen skal oppnås.

De ekstreme prisene oppstår typisk når den tilgjengelige produksjonskapasiteten er begrenset som følge av lite vann i magasinene eller at kjernekraftverk i Sverige ikke er tilgjengelige på grunn av vedlikehold eller feil. Risikoen for ekstrempriser øker ytterligere dersom det er kaldt, slik at forbruket som går til oppvarming er høyt.

Dersom det er flaskehals i nettet, kan prisene bli ekstreme i underskuddsområder, men ikke nødvendigvis i det nordiske markedet samlet.

Motposten til de høye prisutslagene oppover, er at prisene synker raskt ved små økninger i den tilgjengelige produksjonskapasiteten eller reduksjoner i forbruket. Det ser vi også flere eksempler på fra det norske markedet de senere årene.

At prisene blir svært høye i enkelttimer er i dette perspektivet et uttrykk for at markedet fungerer. Dersom prisene ikke kan bli svært høye i situasjoner der produksjonskapasiteten er fullt utnyttet, må forbruket tilpasses på andre måter. I praksis gjenstår bare rasjonering eller tvungen utkobling som alternativ. Det har store samfunnsøkonomiske kostnader dersom vi ikke greier å koble ut de kundene som har lavest betalingsvilje for el. Fordelen med å bruke prismekanismen og markedet er nettopp at vi sikrer at det minst verdifulle forbruket kobles ut. Rasjonering er derfor ikke noe godt alternativ til et fungerende marked.

Dersom prisene ofte når ekstreme nivåer, er det et tegn på at det er behov for mer kapasitet i form av flere/større kraftverk og/eller mer overføringskapasitet mellom Norge og andre land eller internt i Norge. Særlig høye kraftpriser i enkelttimer gir derfor produsentene insentiver til å bygge mer regulerbar produksjonskapasitet, mens forbrukerne kan oppleve at det blir lønnsomt å investere i utstyr som gjør det mulig å ha et mer fleksibelt forbruk (styringssystemer for husholdningsapparater, belysning i næringsbygg og elkjeler som kan kobles ut og erstattes med andre oppvarmingsløsninger er bare noen eksempler).

Det er viktig å se ekstreme priser i sammenheng med prisbildet for øvrig. En pris på 10 kroner i én time øker gjennomsnittsprisen for året isolert sett med 0,1 øre/kWh. De siste fem årene har den høyeste gjennomsnittsprisen i et norsk prisområde vært 46,6 øre/kWh på årsbasis (Midt-Norge i 2010).

At kraftprisene kan bli svært høye i enkelttimer, er en nødvendig forutsetning for at vi skal kunne opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk. Alternativet er å ty til rasjonering med administrative virkemidler, som trolig vil gi en mindre god løsning for forbrukerne samlet sett. Mulighetene for svært høye priser gjør det også lønnsomt å investere i ny produksjon og mer fleksibelt forbruk.

Hvorfor varierer kraftprisen mellom områder i Norge?

Kraftprisen på Nord Pool kan variere mellom ulike områder i Norge. Den bakenforliggende årsaken til varierende priser er at vi har ulike regionale kraftsituasjoner. Noen regioner har kraftoverskudd i normale situasjoner, mens andre (som Midt-Norge de senere årene) har underskudd. I regionene med underskudd er det behov for å importere kraft. Hvorvidt et område har overskudd eller underskudd (og størrelsen på overskudd/underskudd), kan endre seg med magasinifilling og tilsig på regional basis.

Dersom det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet i sentralnettet, oppstår det flaskehals. Flaskehalsene håndteres ved å definere prisområder slik at underskuddsområdene får en høyere pris og overskuddsområdene en lavere pris. Det bidrar til at kraftflyten mellom områdene tilpasses til den tilgjengelige nettkapasiteten. Produksjonen øker i områdene med underskudd og forbruket reduseres. I overskuddsområdene reduseres produksjonen og forbruket økes.

Antall prisområder er ikke fast, men avhenger av hvor det er begrensninger i nettet. De siste årene har antallet ligget mellom 2 og 5. Det har vært en tendens til økende områdepriskjeller over tid, men det må samtidig påpekes at prisforskjellene ikke er veldig store når vi ser på gjennomsnittsprisene over lengre perioder. Prisforskjellene kan være svært store i enkelttimer, men konsekvensene for gjennomsnittsprisene er likevel begrenset. Eksempelvis hadde Midt-Norge i perioden 2004 – september 2011 om lag 2,3 øre/kWh høyere pris enn Sør-Norge i gjennomsnitt, eller om lag 7 prosent høyere. Nesten halvparten av denne prisforskjellen over hele perioden skyldtes den svært spesielle kraftsituasjonen i 2008, da prisene i Sør-Norge var svært lave som følge av høye tilsig og innestengt kraft som følge av feil på NorNed og Oslofjordkablene.

Ordningen med områdepriser må forstås i lys av det underliggende fysiske behovet for kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk. Områdeprisen gir signaler til produsenter og for-

brukere om hvor det er mest verdt å øke produksjonen eller redusere forbruket (i områder med kraftunderskudd). Det må understrekes at det ikke er nødvendig at produksjonen er eksakt lik forbruket i den enkelte region for at prisene skal bli like. Poenget er at det må være tilstrekkelig overføringskapasitet til at underskuddsområder får tilstrekkelig med import fra andre landsdeler og at overskuddsområder får eksportert nok til at det blir regional balanse.

Alternativet til områdepriser er derfor at Statnett regulerer produksjon og forbruk direkte (økt forbruk og lavere produksjon i overskuddsområder, lavere forbruk og høyere produksjon i underskuddsområder). I praksis kan Statnett gjøre dette gjennom regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet brukes for å balansere produksjon og forbruk etter at prisene i Nord Pools marked er fastsatt (daglig). Bare produsenter deltar i regulerkraftmarkedet i dag. Statnett kan derfor håndtere flaskehalsene ved å velge bud fra produsenter for oppregulering (i underskuddsområder) eller nedregulering (i overskuddsområder). Et annet alternativ er å gripe inn og styre produksjonen direkte, eller koble ut forbruk (rasjonering).

Bruk av regulerkraftmarkedet eller direkte styring er alt i alt en mindre effektiv løsning enn å bruke områdepriser. I noen situasjoner finnes det simpelthen ikke tilstrekkelig produksjonskapasitet i et underskuddsområde til å dekke forbruket (det vil si forbruksnivået uten bruk av områdepriser). Ved direkte styring må Statnett i prinsippet selv framskaffe all nødvendig informasjon om tilgjengelige kraftverk og kostnader ved å justere produksjonen opp eller ned. Ved å bruke regulerkraftmarkedet har Statnett i det minste informasjon om hvilke kraftverk som kan reguleres og til hvilken kostnad, men det er fortsatt en dårligere løsning enn områdepriser. For det første er det i dagens system bare produksjon som deltar i regulerkraftmarkedet, slik at forbruket ikke ser signalene om lokal knapphet eller overskudd. Produsenter som ikke deltar i regulerkraftmarkedet får heller ikke riktige signaler om vanddisponeringen. For eksempel er det en risiko for at produsenter i underskuddsområder ikke holder tilbake nok vann i knapphetssituasjoner fordi de ikke møter høyere lokale priser. For det andre krever ordningen betydelige ressurser til oppfølging fra Statnetts side og til dels svært detaljert styring av produksjonen. Konkurransen styrkes heller ikke nødvendigvis. Så lenge flaskehalsene er reelle, vil det oppstå muligheter for produsentene til å agere strategisk (misbruke dominerende stilling) uansett metode. Faktisk er det sannsynlig at risikoen

for strategisk adferd er høyest hvis det stilles krav om lik pris i hele landet selv om overføringskapasiteten er begrenset. Kostnadene ved å håndtere flaskehalsene må uansett bæres av forbrukerne til syvende og sist, enten håndteringen gjøres gjennom områdepriser eller andre metoder.

Reduserte prisforskjeller mellom markedsområder inngår som en sentral nytteeffekt i Statnetts samfunnsøkonomiske analyser av verdien av investeringer i sentralnettet. Ordningen med områdepriser bidrar på denne måten til å synliggjøre behovet for tiltak i kraftsystemet. Dette gir også signaler til produsenter og forbrukere om hvor det er mest gunstig å lokalisere ny produksjon. Områdeprisene gir ikke perfekte prissignaler. De er imidlertid det beste praktiske alternativet for å gi lokaliseringssignaler innenfor et markedsbasert system (sammen med marginaltapsleddet i nettleien).

Prisforskjeller mellom områder i Norge er et svært viktig verktøy for å balansere tilbud og etterspørsel dersom det er flaskehals i nettet. Prisforskjellene gir også viktig informasjon om verdien av å utvide overføringskapasiteten mellom regioner.

Hvorfor er kraftprisen i Norge forskjellig fra andre land?

Kraftprisene i andre land i Norden og på Kontinentet påvirkes av brenselspriser og CO₂-kostnader. Kraftprisene i Norge påvirkes av mange av de samme faktorene gjennom alternativverdien av vannet i magasinene. Selv om vi handler el med andre land både i og utenfor Norden, er likevel kraftprisene i Norge forskjellig fra landene vi handler med. Forskjellene kan gå begge veier i den forstand at norske priser noen ganger er høyere enn i nabolandene, andre ganger lavere. Årsaken til at vi får forskjellige priser, er todelt:

- Produksjon og forbruk har forskjellig sammenheng.
- Overføringskapasiteten mellom landene er begrenset.

Kraftproduksjonen i land som Danmark, Tyskland og Nederland er dominert av såkalt termisk kraftproduksjon, som kullkraft, gasskraft og kjernekraft (fordelingen mellom disse teknologiene varierer i de tre landene, Danmark har for eksempel ikke kjernekraftverk). Slike kraftverk er relativt dyre å regulere opp og ned, og derfor er det en fordel om kraftverkene kan kjøres jevnest mulig. Om natten er imidlertid etterspørselen lav, noe som trekker i retning av lave priser. Om dagen er

det motsatt. Da er etterspørselen høy, og prisene blir også relativt høye ettersom de høye kostnadene ved å regulere opp og ned produksjonen blir veltet over i markedsprisene. I det norske vannkraftsystemet er derimot kostnadene ved å regulere produksjonen opp og ned vesentlig lavere, og vi har en betydelig magasinkapasitet som kan brukes til å flytte vann mellom ulike perioder. Vi har også et stort industriforbruk som varierer lite over året og døgnet. Som tidligere beskrevet, er det en tendens til at prisene varierer relativt lite over døgnet i Norge.

Generelt vil begrensninger i overføringskapasiteten mellom land føre til forskjellige priser når de underliggende markedsforholdene er forskjellige. Som beskrevet ovenfor er det norske markedet forskjellig fra markedene vi handler med. Når kapasiteten er fullt utnyttet, må prismekanismen sørge for balanse mellom tilbud og etterspørsel. Det betyr i praksis at prisen i området med overskudd blir lavere enn i området med underskudd. Dette er helt tilsvarende ordningen med områdepriser internt i Norge.

Merk at handelen med utlandet ofte vil svinge fra import til eksport over døgnet, slik at hva som er overskudds- og underskuddsområder endrer seg raskt. Når overføringskapasiteten er begrenset, vil lokale forhold i hvert delmarked i stor grad bestemme prisene og handelsmønsteret. I sum trekker de lokale særtrekkene i kraftmarkedene i Nordvest-Europa i retning av eksport fra vannkraftsystemet om dagen og import om natten. Det betyr også at prisene i noen grad nærmer seg hverandre på tvers av landegrensene. Fordi overføringskapasiteten er liten i forhold til størrelsen på de samlede kraftmarkedene, blir likevel den prisutjevneende effekten begrenset.

En økende andel vindkraft både på Kontinentet og Norden medfører at prissvingningene i de ulike markedene blir mindre systematiske enn det vi har beskrevet ovenfor. Det gjelder særlig i perioder med mye vind. Det endrer imidlertid ikke de prinsipielle konklusjonene. Med begrenset overføringskapasitet får vi ikke full prisutjevning mellom land.

Norge og Sverige er for øvrig de to landene som i størst grad har like priser, noe som skyldes at kraftsystemene er tett knyttet sammen fysisk gjennom flere forbindelser og at det er betydelige likheter mellom landene med hensyn til produksjon og forbruk av elektrisitet (men også betydelige forskjeller).

Kraftprisen i Norge blir forskjellig fra andre land fordi overføringskapasiteten mellom landene er begrenset og fordi vi har forskjellige kraftsystemer,

selv om de bakenforliggende faktorene som bestemmer prisene i betydelig grad er felles.

Hvorfor kan nettleien variere over året?

Energiledet i nettleien kan variere mye over året. I sentralnettet justeres marginaltapssatsene ukentlig og avregnes til faktisk kraftpris, men også sluttbrukere i alminnelig forsyning kan oppleve å betale energiledet som er høyere om vinteren enn om sommeren (vi tenker da ikke på eventuelle justeringer av nettleien i løpet av året av andre årsaker, for eksempel endret inntektsramme eller endringer i forventet forbruk i nettområdet). Nettselskapene er forpliktet gjennom forskrift til å tilby tidsdifferensierte energiledet til kunder som har måleravlesning flere ganger i året (kunder med et forventet årlig forbruk over 8000 kWh).

Tidsdifferensierte energiledet i distribusjonsnettet er ikke et presist verktøy sammenliknet med for eksempel markedsprisen på kraft eller energiledet som beregnes på høyere nettnivåer. Tidsdifferensiering er likevel en praktisk tilnærming som gjør det mulig å reflektere de underliggende samfunnsøkonomiske kostnadene ved overføring av el på et overordnet nivå.

At energiledet varierer over året, skyldes at nettkostnadene i form av marginale tap varierer. Tidsdifferensiering av energiledet kan på den måten bidra til riktigere prissignaler til sluttbrukerne.

Hvorfor har vi et fastledd i nettleien?

Fastleddet i nettleien er uavhengig av forbruket. Fastleddet påvirker ikke nettselskapenes samlede inntekter, men fordeler nettkostnadene mellom kunder og påvirker prissignalene knyttet til bruk av det eksisterende nettet. Begrunnelsen for å ha et fastledd er knyttet til ønsket om å prise overføring av el på en samfunnsøkonomisk effektiv måte og dekke kostnadene. Fordi nettkostnadene i liten grad påvirkes av det løpende forbruket, vil en samfunnsøkonomisk riktig pris på overføring per kWh forbruk bare dekke en liten del av de samlede nettkostnadene. Det er derfor behov for å hente inntekter på andre måter enn energiledet, og fastleddet er hovedverktøyet for å få til dette.

Faste tariffledd er ikke egnet til å gi gode langsiktige signaler til kundene om kostnadene ved å utvide overføringskapasiteten. Til det formålet er anleggsbidrag og energiledet bedre egnet. Kostnadene ved utvidelse av kapasiteten i nettet er

sterkt situasjonsavhengige, og et generelt fastledd vil gi svært grove og til dels misvisende signaler. Alt i alt er det ønskelig at fastleddet utformes slik at det i minst mulig grad påvirker kundenes valg av energiløsninger og dimensjoneringen av nettet.

Fastleddet utgjør av disse grunnene ofte en relativt høy andel av den samlede nettleien. I den grad fastleddet i nettleien er feil, er det snarere for lavt enn for høyt. Mange nettselskaper opererer med energiledet i distribusjonsnettet som etter alt å dømme ligger vesentlig høyere enn de marginale tapkostnadene skulle tilsi, og uten at det er generelle begrensninger i nettet som motiverer eventuelle kapasitetsavgifter.

Fastleddet i nettleien har som sin primære funksjon å sørge for kostnadsdekning i nettet på en måte som er mest mulig nøytral, det vil si at den ikke påvirker utnyttelsen av nettet eller kundenes insentiver til å velge alternative energiløsninger.

Hva kan skje med nettleien når AMS innføres?

Alle norske sluttbrukere skal få installert avanserte måle- og styresystemer (AMS) innen 2017. AMS-utstyret gjør det mulig å måle forbruket løpende og avregne kundene på grunnlag av faktisk uttak på ulike tidspunkter. I dagens system avregnes forbruket for de fleste mindre kunder i alminnelig forsyning etter sjablonprofiler. Det vil si at forbruket avregnes basert på målerstanden på gitte tidspunkter kombinert med en standardisert profil for uttaket over tid.

For nettselskapene utgjør AMS en mulighet til å differensiere nettleien mellom ulike tidspunkter og eventuelt mellom områder, så lenge differensieringen oppfyller de generelle kravene til nettleien i energiloven med tilhørende forskrifter. Det vil si at differensieringen må være basert på objektive og relevante nettforhold. Differensiering over tid kan skje både over døgnet og over året. En viktig begrunnelse for slik differensiering er at de marginale tapkostnadene varierer med belastningen i nettet. I et distribusjonsnett som i all hovedsak brukes til å transportere el fra overliggende nett til sluttbrukere, vil tapene normalt være høyest om vinteren og på dagtid. Bildet blir mer komplisert på høyere nettnivåer, ettersom både produksjon og forbruk vil påvirke marginaltapene, og i regioner med mye produksjon er det ikke uvanlig at uttak i sentral- eller regionalnettet får et negativt energiledet (det vil si at energiledet innebærer en betaling fra nettet til kundene). Geografisk differensiering kan for eksempel begrunnes i at uttak i en del av nettet medfører høyere tap enn i andre deler.

I tillegg til tapskostnadene kan det også oppstå knapphet på kapasitet. AMS gjør det mulig å sende signaler til sluttkundene om knapphet på overføringskapasitet i form av høye priser på overføring. I den grad det er snakk om knapphet i sentralnettet, vil dette i noen grad dreie seg om å formidle områdepriser til sluttkundene på løpende basis. På lavere nettnivåer, eller ved interne flaskehalsar i et prisområde, må det beregnes en egen kapasitetsavgift. Det er adgang til dette i regelverket for nettleie allerede i dag, men i praksis brukes det ikke. Med AMS endres imidlertid mulighetsrommet for slike signaler.

En differensiert nettleie kan påvirke nettkundenes forbruk via flere kanaler. Dels vil det være snakk om påvirkning av kundenes adferd ved at det blir mer lønnsomt å bruke mindre (slukke lys, senke temperaturen osv.). Dels kan det bli lønnsomt å investere i utstyr for automatisk styring av forbruk og andre tiltak som gjør det mulig å flytte eller redusere forbruket av elektrisitet.

Det er også mulig å tenke seg at nettinvesteringene kan reduseres eller utsettes i tid hvis en større del av forbruket blir fleksibelt.

Det må imidlertid understrekes at vi ikke kjenner de fulle konsekvensene av AMS ennå ettersom vi bare er i starten av implementeringen. Det er også viktig å understreke at prissignalene som sendes via AMS-utstyret skal være relatert til reelle samfunnsøkonomiske kostnader. Styrken i signalene skal ikke overdrives (men selvsagt heller ikke det motsatte).

AMS vil gjøre det mulig å differensiere den forbruksavhengige delen av nettleien mellom kunder og over tid, både ut fra tapsforhold og kapasiteten i nettet. En økt differensiering av nettleien på grunnlag av faktiske nettkostnader, vil gi mer presise pris-signaler. Det vil i sin tur bidra til en mer effektiv utnyttelse av nettet og lavere total kostnader i kraftsystemet på kort og lang sikt.

Hva blir prisenes rolle i framtiden?

Kraftprisens hovedfunksjon har historisk vært å gi signaler om verdien av kraft over tid og i ulike regioner. Mulighetene til å lagre vann – og begrensninger i form av magasinkapasitet og overføringskapasitet – er viktige for å forstå selve prisdannelsen i det norske kraftmarkedet. Når det gjelder prisnivået, er balansen mellom produksjon og forbruk, samt endringer i brenselpriser og CO₂-kvotepriser, viktige faktorer. Om vi setter prismekanismen i kraftmarkedet til side, må vi ta i bruk administrative virkemidler. De administra-

tive virkemidlene må dekke tre grunnleggende behov:

- Kort sikt: Tilpasning av forbruk til produksjon fra dag til dag.
- Mellomlang sikt: Riktig disponering av vannmagasinene gjennom sesonger.
- Lang sikt: Sikre riktige investeringer i kraftproduksjon og energibruk.

Det er svært komplisert og informasjonskrevende å få til en koordinering av produksjon og forbruk gjennom administrative virkemidler, og en slik strategi er med stor sannsynlighet mindre treffsikker enn å la markedsmekanismen få virke. Kraftprisen er det helt sentrale verktøyet for å få til en optimal koordinering av produksjon og forbruk fra dag til dag og for å stimulere til investeringer i ny produksjon eller mer effektivt forbruk på lang sikt.

Nettleien skal fylle to funksjoner: Gi riktige prissignaler på kort og lang sikt til produsenter og forbrukere av kraft, og dekke de samlede nettkostnadene. Fordi kostnadene i nettet i stor grad er uavhengige av det løpende forbruket og produksjonen av kraft, er det ønskelig å operere med relativt høye faste ledd for å sikre en mest mulig effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

I framtiden er det sannsynlig at kraftprisen og nettleien blir enda viktigere styringssignaler enn i dag, både i det samlede kraftsystemet og lokalt. Det begrunner vi i følgende:

- Som følge av mål om økt bruk av fornybar kraft og kutt i utslipp av klimagasser, er det ventet et vesentlig større innslag av vindkraft og ikke-regulerbar vannkraft i årene som kommer. Skal vi utnytte slike kraftkilder effektivt, er det avgjørende at vi får til et godt samspill mellom vindkraft/ikke-regulerbar vannkraft og regulerbar vannkraft. Det oppnår vi enklest gjennom markedet. I perioder med mye vind blir prisene lave, noe som trekker i retning av økt lagring av vann. I perioder med lite vind blir prisene (forholdsvis) høye, noe som stimulerer til økt produksjon i de regulerbare vannkraftverkene.
- Energieffektivisering er et annet politisk mål. Markedsprisene og nettleien sier noe om hvor og når verdien av redusert elforbruk er størst. Et godt prisregime for el (både kraftpris og nettleie), der økende prisnivåer reflekterer en høy verdi av forbruksreduksjoner, vil også redusere behovet for offentlig støtte til ulike typer tiltak uten at det har andre negative samfunnsøkonomiske virkninger. Økte elavgifter kan bli for generelt som virkemiddel ved at det

straffer elforbruk også i de tilfellene hvor el er billigere enn alternativene.

- AMS skal installeres hos alle sluttbrukere innen 2017. Full utnyttelse av potensialet for reduksjon og flytting av forbruk krever at prisene kan variere mellom nettområder og ikke minst over tid (både over døgnet og mellom sesonger).

I sum innebærer dette at prisvariasjoner mellom områder og over tid blir enda viktigere for at vi skal oppnå en effektiv drift og utvikling av kraftsystemet i framtiden. Prismekanismen i markedet og et riktig utformet system for nettleien er de sentrale elementene for at dette overordnede målet skal nås.

Vedlegg 4

Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor

THEMA Consulting Group og Carbon Limits
v/ prosjektleder Eivind Magnus

Innledning

Dette notatet bygger på THEMA-rapport R-2011-13 «Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor», som analyserer hvordan dyptgripende klimapolitikk vil kunne påvirke verdiskapingen i den norske energisektoren i et langsiktig perspektiv fram til 2050. Med dyptgripende klimapolitikk mener vi en politikk som vil realisere målene for kutt i utslipp av klimagasser, som det er internasjonal enighet om må nås, for å unngå ødeleggende temperaturøkninger i atmosfæren. Studien legger mest vekt på å analysere virkningene for kraftsektoren og den kraftintensive industrien i Norge.

Klimapolitikk påvirker tilbuds- og etterspørselsforholdene i mange markeder. Virkningene vil være særlig merkbare i energisektoren og i industrier der energi er en viktig innsatsfaktor, fordi utslipp av klimagasser i stor grad er knyttet til produksjon og anvendelse av fossile energikilder. Skal de klimapolitiske målene nås, må energisystemet omstilles. Da vil handelsmønstrene påvirkes, nye investeringsmuligheter oppstå og inntjeningen i eksisterende virksomheter endres.

Dyptgripende klimapolitikk

Selv om det ikke kan fastslås med sikkerhet hvor sterkt utslipp av klimagasser påvirker temperaturforhold og klima, er det økende viten om sammenhengen mellom konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren og forventet temperaturstigning. Noe av denne kunnskapen er sammenfattet i figur 4.1. De horisontale linjene viser stabilisering av klimagasskonsentrasjon på ulike nivåer, med angivelse av sannsynligheter for at temperaturøkningen (fra før industrielt nivå) ikke vil overstige et vist nivå, angitt med de vertikale linjene. Stjernene i diagrammet viser den forventede temperaturøkning

gen ved de ulike nivåene for den atmosfæriske konsentrasjonen av klimagasser.

Konsentrasjonen av CO₂ nærmer seg nå 400 ppm¹ og vil med en «business-as-usual»-vekst i de globale utslippene snart overstige 500 ppm. Fortsetter utslippsveksten med uforminsket kraft, vil konsentrasjonen stige til et nivå som gir stor sannsynlighet for katastrofale klimaendringer i følge IPCC (FNs klimapanel). En stabilisering av konsentrasjonen på 650 ppm gir for eksempel 50 prosent sannsynlighet for at global gjennomsnittstemperatur vil ligge 3,5 grader over pre-industrielt nivå, og mindre enn 5 prosent sannsynlighet for at temperaturstigningen vil være innenfor togradersmålet.

Status for internasjonale forhandlinger

Risikoen for alvorlige eller katastrofale klimaendringer er grunnlaget for at det nå er bred internasjonal enighet om at utslippene må holdes på et nivå som med høy sannsynlighet gjør at den globale oppvarmingen ikke overstiger 2 grader Celsius. Her stopper imidlertid enigheten; Klimaforhandlingene har gitt små framskritt som gir grunnlag for en samordnet internasjonal klimapolitikk.

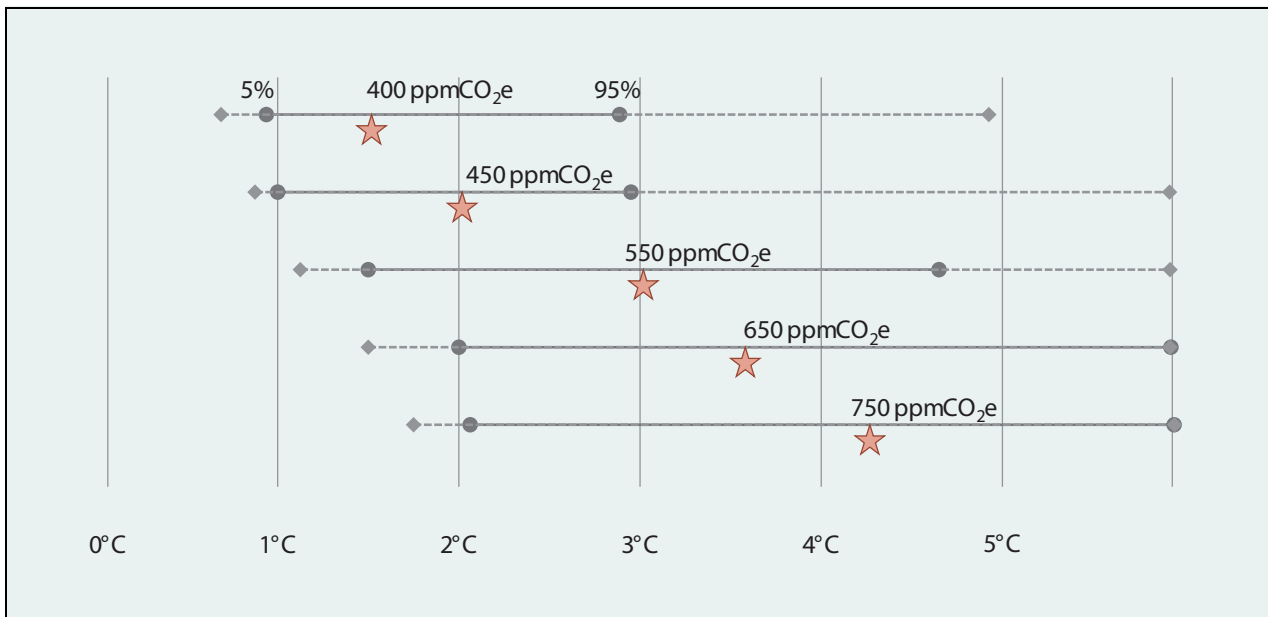
Klimaforhandlingene har siden 2007 hovedsakelig foregått i to arbeidsgrupper: AWG-KP² og AWG-LCA³. Nye forpliktelser under Kyoto-protokollen dekkes under AWG-KP, mens et bredere sett av spørsmål, inklusive framtidige forpliktelser, diskuteres i AWG-LCA.

Siden ingen utviklingsland har utslippsforpliktelser under Kyoto-protokollen og fordi USA ver-

¹ ppm står for parts per million, og er et mål på konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren.

² Ad-Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol.

³ Ad-Hoc Working Group on Long-Term Cooperative Action under the Convention.



Figur 4.1 Sammenhengen mellom atmosfærisk konsentrasjon av klimagasser og forventet temperaturøkning.

Kilde: IEA

ken har ratifisert Protokollen eller deltatt i AWG-KP, har det vært utilstrekkelig å forhandle framtidige utslippsforpliktelser bare i denne gruppen. Videre har Japan, Russland og Canada nå uttrykt klart at de ikke ønsker å delta i en ny forpliktelsesperiode under Protokollen. Dermed vil en ny forpliktelsesperiode i det alt vesentlige falle på EU-landene. På klimamøtet i Durban (2011) ble det vedtatt å starte en prosess som på neste møte i Qatar (2012) skal fastsette ny utslippsforpliktelser fra 2013 til 2017 under Kyotoprotokollen. I og med at Japan, Russland og Canada trolig ikke blir med vil deltakende land bare dekke 15 prosent av globale utslipp.

Selv om forhåndsprosessen fram til en internasjonal klimaavtale med bred deltakelse har gått tregt, peker resultatene fra klimamøtene i København (2009), Cancun (2010) og Durban (2012) mot at dyptgripende klimapolitikk vil bli implementert i et mellomlangsigte og langsigte perspektiv:

- Copenhagen Accord og Cancun Agreements har gitt unison internasjonal tilslutning til 2-gradersmålet. Noen land mener at 2 grader er for lite ambisiøst og ønsker i stedet en grense på 1,5 grader.
- Alle såkalte Annex 1-land under Klimakonvensjonen («utviklede land» eller «industriell») har meldt inn nasjonale utslippsmål for 2020 til Klimasekretariatet (såkalte pledges). Selv om

disse målene er utilstrekkelige for å nå togradersmålet, bærer de nasjonale utslippsmålene bud om en omlegging til mer eksplisitt og dyptgripende klimapolitikk.

- Utviklingslandene (non-Annex 1) vil på sin side rapportere utslippsdata med betydelig større hyppighet enn hva som har vært tilfellet til nå, og de vil også med jevne mellomrom presentere planer for å redusere drivhusgassutslipp, såkalte National Appropriate Mitigation Actions (NAMAs). Som en del av denne prosessen har alle de store utviklingslandene allerede meldt inn politikk og tiltak som er under utvikling.
- Med Durban Platform er det nå bred tilslutning til en forhandlingsprosess som har som mål å få tilslutning til en ny internasjonal klimaavtale med utslippsforpliktelser i 2015 og som skal tre i kraft i 2020.

Det kan være grunn til å tro at disse hovedelementene, togradersmålet, nasjonale mål for Annex 1-landene og store utviklingsland og NAMAs for andre utviklingsland, vil forme internasjonal klimapolitikk i det tiåret vi nå er inne i. Et avgjørende spørsmål blir om når en legalt bindende avtale med spesifikke utslippsforpliktelser i tråd med togradersmålet blir etablert og hvor omfattende utslippsmålene blir.

Sentrale klimapolitiske virkemidler

Noe overordnet kan man si at det finnes tre typer klimamotiverte reguleringer for å få til utslippsreduksjoner:

- *Pris på utslipp.* Denne typen reguleringer omfatter mekanismer som tar sikte på at aktørene som slipper ut klimagasser, må betale direkte for de utslippene som virksomheten medfører («polluter pays»-prinsipp). Både CO₂-avgifter og systemer med omsettelige kvoter tilhører denne typen reguleringer.
- *Støtteordninger* til ulike tiltak som har til formål å redusere utslippene både innenfor produksjonsprosesser og hos forbrukerne. Elsertifikatordningen som Norge innførte første januar 2012; såkalte feed-in tariff for fornybar energi som mange europeiske land har innført, eller direkte støtte til enøktiltak er eksempler på denne typen reguleringer.
- *Pålegg, tekniske standarder og kvantitative reguleringer.* Det finnes en lang rekke reguleringer av denne typen, for eksempel pålegg om å investere i CO₂-håndtering, eller utslippstak for nye fossile kraftverk.

De tre mekanismene gir ulike markedsvirkninger;

Pris på utslipp fører både til at produksjonskostnadene øker hos bedrifter som slipper ut klimagasser og at prisene for varer og tjenester, hvis bruk fører til utslipp, går opp. For kraftsektoren gir dette prinsippet høyere kraftpriser siden kostnadene både for gasskraftprodusenter og kullkraftprodusenter går opp. Fornybar kraftproduksjon øker dermed i verdi.

Støtteordninger organisert gjennom feed-in tariff eller elsertifikater kan medføre at kraftprisene faller på kort og mellomlang sikt ved at krafttilbudet øker. Når energiprisene går ned, svekkes insentivene til å gjennomføre energieffektiviseringstiltak, i hvert fall i de sektorene som ikke må være med på å betale for elsertifikater eller feed-in tariff. Midlertidige støtteordninger vil neppe svekke energiprisene på lang sikt, som er influert av langsiktige marginalkostnader.

Pålegg og tekniske standarder påvirker de relative kostnadene mellom ulike teknologier og påvirker dermed både de langsiktige og kortsiktige marginalkostnadene for kraftproduksjon. Slike standarder vil føre til at kraftprisene både for produsenter og forbrukere går opp. Standarder som påvirker energibruken, som for eksempel forskrifter om isolasjon og trelagsvinduer, kan gi lavere energipriser.

Viktige spørsmål i den videre analysen er hvilke forløp dyptgripende internasjonal klimapolitikk vil ta, hvilke konkrete virkemidler som internasjonale avtaler vil legge opp til og hvordan klimapolitikken i det enkelte land vil bli utformet.

Mulige forløp for dyptgripende internasjonal klimapolitikk

Det vil ikke være noen bred internasjonal avtale på plass med utslippsreduksjoner som følger direkte etter utløp av Kyoto-protokollens forpliktelsesperiode i 2012. Som Durban Platform antyder kan det være realistisk å forvente en ny bindende internasjonal avtale i 2020. Fra 2013 og fram til det tidspunktet en eventuell ny bindende avtale er ratifisert, vil den internasjonale klimapolitikken basere seg på frivillige ordninger og forpliktelsene i en ny periode for Kyoto-protokollen. De årlige partsmøtene under klimakonvensjonen vil i beskjeden grad legge føringer på politikkutformingen. Partsmøtene vil oppsummere mål og intensjoner om utslippsbegrensninger, og vil vedta regler og prosedyrer for overvåking og innrapportering av utslipp og implementering av klimapolitiske tiltak. Et hovedfokus vil være å forhandle fram nasjonale utslippsmål for Annex 1-landene og store utviklingsland i en ny avtale, samt å sikre at målene er i tråd med togradersmålet og en rimelig byrdefordeling. Utformingen av klimapolitiske tiltak i hele gruppen av utviklingsland (NAMAs) vil gradvis måtte bli mer målrettede og ambisiøse, og oversikten over utslippskilder og utslippsutvikling vil bli bedre. Dette kan så danne grunnlag for samarbeid mellom Annex 1-land og utviklingsland om felles gjennomføring av tiltak dels innenfor rammen av regelverk som utvikles i form av COP-vedtak. (Conference of the parties). Dette regelverket vil kunne bygge på de fleksible mekanismene i Kyoto-protokollen, se boks 18.1, men vil mangle det legale grunnlaget til Kyoto-mekanismene. Det vil omfatte både samarbeid om prosjektspesifikke tiltak og økonomisk støtte til større programmer og sektorvise tiltak.

En utfordring når en ikke har etablert en felles global klimapolitikk er at rammebetingelsene for industriell virksomhet kan variere mellom ulike land og regioner som følge av ulike nasjonale klimareguleringer. Virksomhet i land som ikke har etablert kvotehandelsystem og andre klimapolitiske virkemidler vil for eksempel ikke belastes med de samme utslippskostnadene som konkurrerende virksomhet i land som har innført slike systemer. Det kan i verste fall medføre at industri

flytter ut fra land eller regioner som belaster bedriftene med utslippskostnader til områder som ikke gjør det. Dette fenomenet omtales som karbonlekkasje. Det er likevel grunn til å forvente at de viktigste hullene som karbonlekkasje representerer blir tettet igjen, se omtalen av EUs klimapolitikk nedenfor.

Når en ny internasjonal klimaavtale med legalt bindende utslippsforpliktelser er på plass, tidligst i 2020, vil det trolig på nytt bli etablert fleksible mekanismer som grunnlag for internasjonal handel med utslippsrettigheter og kreditter, se boks 18.1. Fleksible mekanismer i en ny protokoll kan utvikles parallelt med nasjonale kvotehandelssystemer. Videre kan det gradvis etableres koblinger mellom nasjonale kvotehandelssystemer som utvikler seg til et globalt marked for handel med utslippsrettigheter, som i sin tur fører til en samordning av kriterier for tildeling av utslippsrettigheter for bedrifter i de nasjonale kvotehandelssystemene. Dette reduserer problemet med karbonlekkasjer.

Det er grunn til å forvente at alle de sentrale klimamotiverte reguleringene som er listet opp foran, vil leve side om side under en framtidig dyptgripende klimapolitikk. Det er imidlertid grunn til å tro at vektleggingen og doseringen vil endre seg over tid. For eksempel vil det være lettere å innføre støtteordninger og pålegg i en tidlig fase enn å få etablert et globalt system med handel med utslippsrettigheter og kreditter. Et sannsynlig forløp vil derfor være at innslaget av støtteordninger som for eksempel feed-in tariff og elsertifikatordninger vil fases ut etter hvert som man får utviklet et internasjonalt system som prissetter utslipp. Tekniske standarder og pålegg om teknologivalg vil trolig også bli prioritert i en tidlig fase.

Klimapolitikken i EU

EUs klimapolitikk er svært viktig for Norge, dels fordi utviklingen i EU påvirker norsk produksjon og handel med kraft og gass, og dels fordi politikutformingen i EU direkte påvirker norsk klimapolitikk gjennom EØS-avtalen. EU har vært ledende i utforming og gjennomføring av internasjonal klimapolitikk og vil med den politikken som allerede er vedtatt nå sitt mål om en 25 prosent reduksjon i utslippene innen 2025 (med 1990 som basisår). Gjeldende og vedtatt politikk antas å sikre en ytterligere reduksjon på 60 prosent fram til 2050 i forhold til 1990.

EUs langsiktige mål er at de samlede utslippene i EU-landene skal reduseres med 80 prosent

Boks 4.1 Fleksible mekanismer

Kyotoprotokollen har tre mekanismer for «kvotehandel». Den grønne utviklingsmekanismen (Clean Development Mechanism, CDM) er en prosjektspesifikk mekanisme, hvor land som har en kvantitativ forpliktelse under protokollen kan finansiere utslippsreduksjoner i utviklingsland og få disse godskrevet i forhold til sine egne forpliktelser. Felles gjennomføring (Joint Implementation, JI) er en tilsvarende prosjektspesifikk mekanisme, som CDM, mellom land som har en forpliktelse under protokollen. Handelen i disse tilfellene har stort sett vært mellom Øst-Europa (inklusive Russland og Ukraina) som eksportører og Vest Europa som importører. Kyotoprotokollen har også en mekanisme for handel med et lands utslippsrettigheter under protokollen (handel med såkalte Assigned Amount Units, AAU-er). Dette er ikke en prosjektspesifikk mekanisme, men tilsvarende kvotehandel under et «cap-and-trade»-system. Land som har en forpliktelse under protokollen og som har høye nasjonale tiltakskostnader, som Norge, kan derfor importere CDM og JI-kreditter eller AAU-er. Slik import kalles ofte import av «offsets». Nasjonale og regionale kvotehandelssystem (som EU ETS) er ikke del av Kyotoprotokollen, men er satt opp for å fungere innenfor rammen av protokollens regler og prosedyrer. For eksempel vil import av en EU-kvotest fra Polen til Norge, føre til at Polen samtidig avgir et tilsvarende antall AAU-er til Norge.

i forhold 1990-nivået innen 2050. Det mest utfordrende ved denne planen er at den forutsetter nær null i utslipp fra kraftsektoren i 2050. I tillegg legges det opp til at EU-landene gjennom bruk av de fleksible mekanismene skal skaffe seg utslippsreduksjoner fra andre land tilsvarende inntil 15 prosent av 1990-nivået. Med denne planen vil EU samlet bidra til en utslippsreduksjon på 95 prosent i forhold til utslippene i 1990.

Klimapolitikken i EU har fire hovedelementer med relevans for energisektoren:

- EU ETS⁴ som dekker i overkant av 50 prosent av EUs samlede utslipp av klimagasser, setter

⁴ EU ETS er navnet på EUs system for handel med utslippskvoter.

presise rammer for utstedelse av utslippstillatelser og bruk av «offsets» fram til 2020. Videre er auksjon av utslippstillatelser en viktig kilde til finansiering av teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter, særlig innenfor fornybar energi og CO₂-håndtering (CCS⁵). I EU ETS' tredje fase (2013-2020) vil utstedte tillatelser bli redusert med 1,74 prosent per år⁶. Fjerde fase skal etter planen dekke perioden 2021 til 2028. Foreløpig er det snakk om at utstedte tillatelser også i denne fasen vil bli redusert med 1,74 prosent per år, men Kommisjonen har også antydnet en raskere reduksjon etter 2025.

- *Energieffektivisering.* Energieffektivisering fremheves som den viktigste bidragsyter til utslippsreduksjon. Energieffektivisering skjer dels som en følge av økte energipriser, forårsaket av økt kvotepris i ETS og avgifter på energiforbruk som ikke dekkes av ETS, og dels ved innføring og tilstramming av tekniske standarder.
- *Fornybar energi, kjernekraft og CCS.* EU planlegger en betydelig opptrapping av andelen fornybar energi, særlig i kraftsektoren. For noen energiformer er mye av potensialet tatt ut allerede i 2020, for eksempel gjelder det for landbasert vindkraft som i stigende grad kommer i konflikt med naturvern hensyn. Økte karbonpriser gjør imidlertid andre former for fornybar energi mer lønnsomme, som for eksempel vind offshore og kraft- og varmeproduksjon fra biomasse. Vi forventer videre at medlemslandene etter 2020 forpliktes til nye mål som en oppfølging av det gjeldende fornybardirektivet. Det er betydelig usikkerhet knyttet til kjernekraftens framtidige rolle. Kjernekraftens andel i EUs kraftproduksjon var i 2010 på 30 prosent og det er vanskelig å tenke seg at denne andelen vil gå vesentlig ned innenfor rammen av en dyptgripende klimapolitikk. Kull- og gasskraft har til sammen en andel på nær 50 prosent. Selv om andelen fornybar kraftproduksjon vil øke, taler både økonomiske og tekniske forhold for at kull- og gasskraft vil forbli en viktig energikilde i kraftproduksjon fram til 2030.⁷ Med dyptgripende klimapolitikk må denne

typen kraft i stigende grad produseres i kraftverk med CCS.

- *Tiltak i transportsektoren.* Transportsektorens utslipp reduseres dels gjennom energieffektivisering og dels ved at biobrensel og elektrisitet i større grad tas i bruk til transportformål. EU har direktiver som dekker begge disse områdene (energieffektiviseringsdirektiv og drivstoffkvalitetsdirektiv) og kravene vil bli skjerpet over tid. Energieffektiviteten til kjøretøyer har gått opp over lengre tid, men i et klimapolitisk perspektiv er det en stor utfordring at transportvolumet vil fortsette å vokse med vedvarende økonomisk framgang. Veksttakten kan dempes ved hjelp av avgifter, men overgang til drivstoff med lavt eller null karboninnhold vil være nødvendig for å få en markert reduksjon i transportsektorens utslipp.

Norsk klimapolitikk

I et 10-20 års tidsperspektiv er de norske utslippsmålene mer radikale enn EUs. Stoltenberg II regjeringen har meldt inn til klimasekretariatet et mål om 40 prosent reduksjon i utslippene i 2020, med 1990 som basisår. Klimaforliket mellom partiene på Stortinget, unntatt Fremskrittspartiet, har videre uttrykt at det er et oppnåelig mål at 2/3 av utslippsreduksjonen tas innenlands. Regjeringen har også satt som mål at Norge skal være «klimanøytralt» i 2030 (inklusive kvotekjøp).

Kvotehandelsystemet, CO₂-avgiften og iverksetting av EU direktiver, særlig innenfor fornybar energi og energieffektivisering, vil et stykke på vei redusere utslippene, men ikke tilstrekkelig til at målet i Klimaforliket nås. De særnorske tiltakene som må komme i tillegg vil ha kostnader som gjennomgående ligger betydelig høyere enn kostnadene som følger av EUs klimapolitikk.

Hvordan påvirkes den internasjonale energisektoren og de industrielle produktmarkedene?

Som i andre markeder drives utviklingen i energimarkedene av utvikling i tilbud og etterspørsel. Historisk er utviklingen i etterspørselen etter energi sterkt forbundet med økonomisk vekst. I forhold til et «trendforløp» uten klimapolitikk, vil klimapolitikken dels redusere energibruken ved å øke kostnadene ved energibruk og dels gjennom direkte virkemidler. Når CO₂-utslipp ilegges en kostnad gjennom kvotemarked eller avgifter, øker energikostnaden, og konkurranseforholdet mellom ulike energibærere vris i favør av energifor-

⁵ CCS står for Carbon Capture and Storage og betegner prosessen med å fange og lagre CO₂.

⁶ Lineær reduksjon i utstedte kvoter tilsvarende 1,74 prosent av årsgjennomsnittet for utstedte kvoter i perioden 2008-2012.

⁷ I 450 ppm scenariet til IEA (World Energy Outlook 2011) faller olje, gass og kull sin andel av kraftproduksjonen i OECD Europa til 40 prosent i 2020 og 14 prosent i 2035.

mer som har lave eller ingen utslipp. Dermed har klimapolitikken stor betydning for etterspørselen etter fossile brensler og for prisutviklingen for fossile brensler. Hvor stor priseffekt lavere etterspørsel gir, kommer an på hvor store reserver som finnes, og tilbudselastisitetene, det vil si hvor mye billigere produksjonskostnadene er med lavere tilbud.

Utviklingen i relative energipriser har betydning for konkurransen mellom ulike kraftverksteknologier, og mellom elektrisitet og andre energibærere i ikke elspesifikke anvendelser, eksempel i varmemarkedet og i transport. Videre stimulerer økte energikostnader til å utvikle og ta i bruk mer energieffektivt utstyr.

Utviklingen i energimarkedene har dermed både direkte og indirekte betydning for verdien av norske energiressurser. Dyptgripende klimapolitikk fører til at etterspørselen etter kull (særlig i kraftproduksjon) og olje (særlig i transportsektoren) faller, og både kull- og oljeprisen blir satt under press. Etterspørselsfallet drives fram av økende karbonpriser, energieffektivisering og ny teknologi.

Veksten i gasskraftkapasiteten i Europa ventes å fortsette fram mot 2030 fordi EU ETS, rikelig og konkurransedyktig gassforsyning, utfasing av kjernekraft, økende behov for balansering av variabel kraftproduksjon og korte ledetider for bygging av nye gasskraftverk, gjør gasskraft attraktiv i forhold til kullkraft.

På lengre sikt med dyptgripende klimapolitikk, må gassforbruket sterkt ned og kanskje fases helt ut. Skal gass spille noen rolle fram mot 2050 i et togradersscenario, må en forutsette at CCS blir en kommersiell teknologi

Samspillet mellom kvotepriser og prisene på kull og gass.

Under en dyptgripende klimapolitikk spiller prisingen av karbonutslipp en stadig viktigere rolle for utviklingen i energimarkedene. På lang sikt bestemmes CO₂-prisen i hovedsak av utslippstaket, veksten i økonomiene, hvilke tiltak som ellers gjennomføres og de relative brenselprisene. Det er grunn til å forvente at det etter hvert kommer et globalt kvotehandelssystem som setter et globalt tak for utslippene av CO₂. Under slike forutsetninger vil CO₂-prisen øke kraftig.⁸

I 2030 må utslippene være vesentlig lavere enn i dag dersom togradersmålet skal nås. Men fremdeles vil det være både gass- og kullkraftproduksjon i systemet. Så lenge det finnes gass og kraft i systemet, vil konkurranseforholdet mellom dem bli bestemt av klimapolitikken. Det innebærer også at det vil bli en sterkere sammenheng mellom kullprisen, gassprisen og CO₂-prisen enn i dag. For en gitt kullpris vil CO₂-prisen etablere seg på et nivå som gjør at gassproduksjonen blir så høy, på bekostning av kull, at det globale utslippstaket overholdes.

I en utvikling som skal overholde togradersmålet må det forutsettes at kraftproduksjonen dekarboniseres nesten fullstendig innen 2050. Dersom dette skal oppnås gjennom et kvotehandelssystem, må CO₂-prisen på lang sikt være minst så høy at det ikke lønner seg å investere i ny kull- eller gasskraftproduksjon uten CCS. Dermed har brenselprisene også betydning for CO₂-prisen i et slikt scenario, men det er teknologiutviklingen – særlig hvordan kostnadene for ny teknologi utvikler seg – som er viktigst. Dette betyr også at på lang sikt avgjøres gassens rolle i kraftproduksjon av kostnadsutvikling (og teknologiutvikling) for CCS, og av potensialet for lagring av CO₂.

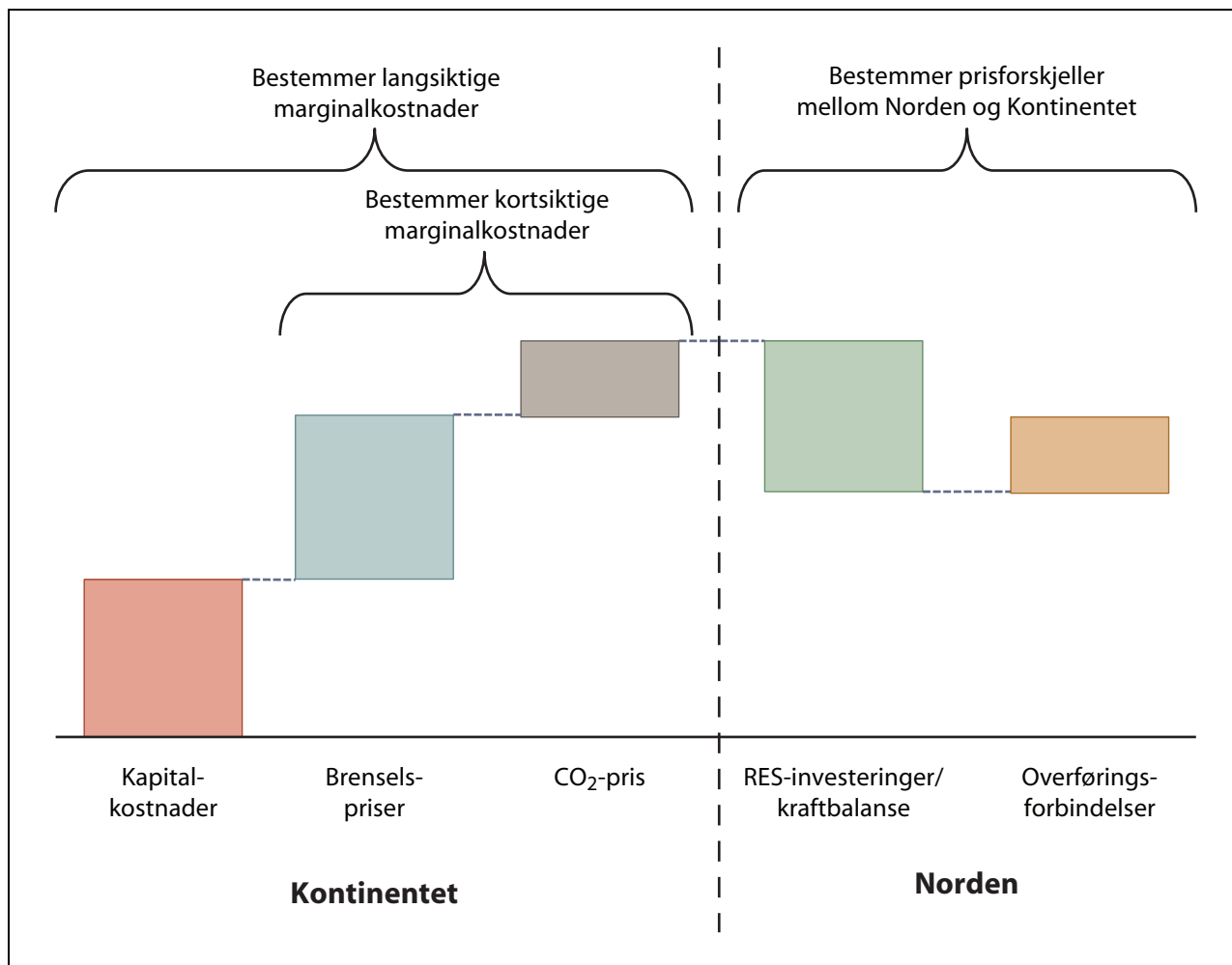
Sammenhengen mellom kvoteprisen og kraftprisen kommer vi tilbake til i neste avsnitt.

Konsekvenser for det nordiske kraftmarkedet

Det nordiske kraftsystemet er dominert av vannkraft, men har også betydelige innslag av kjernekraft og kullkraft. Prisnivået i det nordiske kraftmarkedet bestemmes i et samspill mellom vannkraften og de termiske kraftverkene i Norden og markedene rundt. Vannkraften har lave produksjonskostnader, men vannet som er tilgjengelig for kraftproduksjon, er begrenset av tilsig og magasinkapasitet. Verdien av tilgjengelig vann betegnes som vannverdi. Vannverdien bestemmes av forventning om framtidige priser, samt lagringskapasiteten.

Vannverdier er vanskelige å beregne, men reflekterer i hovedsak alternativkostnaden ved den marginale kraftproduksjonen, nærmere bestemt kostnaden ved å erstatte den siste enheten vannkraftproduksjon med annen konvensjonell kraftproduksjon. Dersom norsk vannkraft f.eks. reduserer produksjonen med 1 MWh, vil Norge måtte importere denne energimengden fra et annet marked (eventuelt redusere sin eksport), der den gjerne ville blitt produsert i et kullkraftverk. Generelt innebærer dette at norske vannver-

⁸ IEA har i World Energy Outlook for 2011 anslått at CO₂-prisen vil øke fra dagens nivå på vel 10 USD pr. tonn til 90 og 120 USD pr. tonn i henholdsvis 2030 og 2035.



Figur 4.2 Faktorer som bestemmer kraftprisen på kort og lang sikt.

Kilde: THEMA Consulting Group

dier blir bestemt av kostnadene ved kullkraftproduksjon i Norden eller omkringliggende markeder. Dette gjelder bare så lenge kullkraftanleggene representerer den marginale produksjonskapasiteten i markedet.

Vannverdien varierer som følge av flere faktorer, deriblant tilsigsforventninger, magasinfylling, tid på året, brenselkostnader, CO₂-kostnader og så videre. Videre vil vannverdiene vanligvis variere fra kraftverk til kraftverk, blant annet som følge av ulike egenskaper ved forskjellige vannmagasin og ulik lokalisering.

De viktigste driverne i prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet er illustrert i figur 18.2 over. På kort sikt gjelder følgende:

- *Brenselpriser:* Brenselpriser er viktige drivere fordi de påvirker den kortsiktige grensekostnaden for kraftproduksjon basert på kull og gass og har stor betydning for vannverdiene.
- *CO₂-kvotepris:* På samme måte som brenselprisene er CO₂-kostnaden et viktig element i den kortsiktige grensekostnaden for kull- og

- gasskraftproduksjon. Siden karbonkostnaden avhenger av karboninnholdet og anleggets termiske virkningsgrad, varierer utslippskostnaden mellom ulike kraftverk. Som en tommelfingerregel kan man si at en kvotepris på € 10 pr. tonn CO₂ øker kostnadene for kullkraftproduksjon med € 8-9 per MWh, og kostnadene for gasskraftproduksjon med om lag € 4 per MWh.
- *Investeringer i fornybar kraftproduksjon og kraftbalansen:* Sammen med etterspørselsutviklingen har investeringer i vind og annen fornybar kraftproduksjon avgjørende betydning for den framtidige kraftbalansen. Generelt vil det være slik at desto sterkere kraftbalanse, jo lavere kraftpriser ettersom kraftprisene må justeres ned for å få eksportert overskuddet. Kraftetterspørselen er generelt lite prissensitiv på kort sikt.
- *Kapasitet i overføringsforbindelser til utlandet:* Effekten av konvensjonell kraftproduksjon på vannverdiene avhenger også av hvor mye utvekslingskapasitet vi har. Desto tettere det

norske, og nordiske, kraftmarkedet er koblet til kraftmarkedet på Kontinentet, jo mer vil norske priser reflektere prisstrukturen i det europeiske kraftmarkedet. Her er det imidlertid viktig å påpeke at det kreves langt mer kabler enn det som er planlagt i dag for at vi skal få kontinentale priser i Norden. Forskjeller i produksjons- og forbruksstruktur tilsier at det langt fra vil være lønnsomt å bygge så mye utvekslingskapasitet at prisforskjellene forsvinner.

Aktørene i kraftsektoren vil som i alle andre markeder kreve avkastning på kapitalen for å investere i ny produksjonskapasitet. Det betyr at kapitalkostnadene påvirker den langsiktige likevektsprisen. Dermed antar vi at de langsiktige likevektsprisene ikke bare må dekke de kortsiktige marginalkostnadene, men også hva det koster å bringe ny kapasitet inn i markedet.

Implikasjoner av EUs klimapolitikk

EUs klimapolitikk framover vil ha stor betydning for kraftprisene i Norden, og dermed for verdiskapingen i norsk kraftsektor. De politikkområdene, som har størst betydning for prisnivået, er beskrevet nedenfor. Det må understrekes at statusen, når det gjelder implementering på de ulike politikkområdene, kan variere.

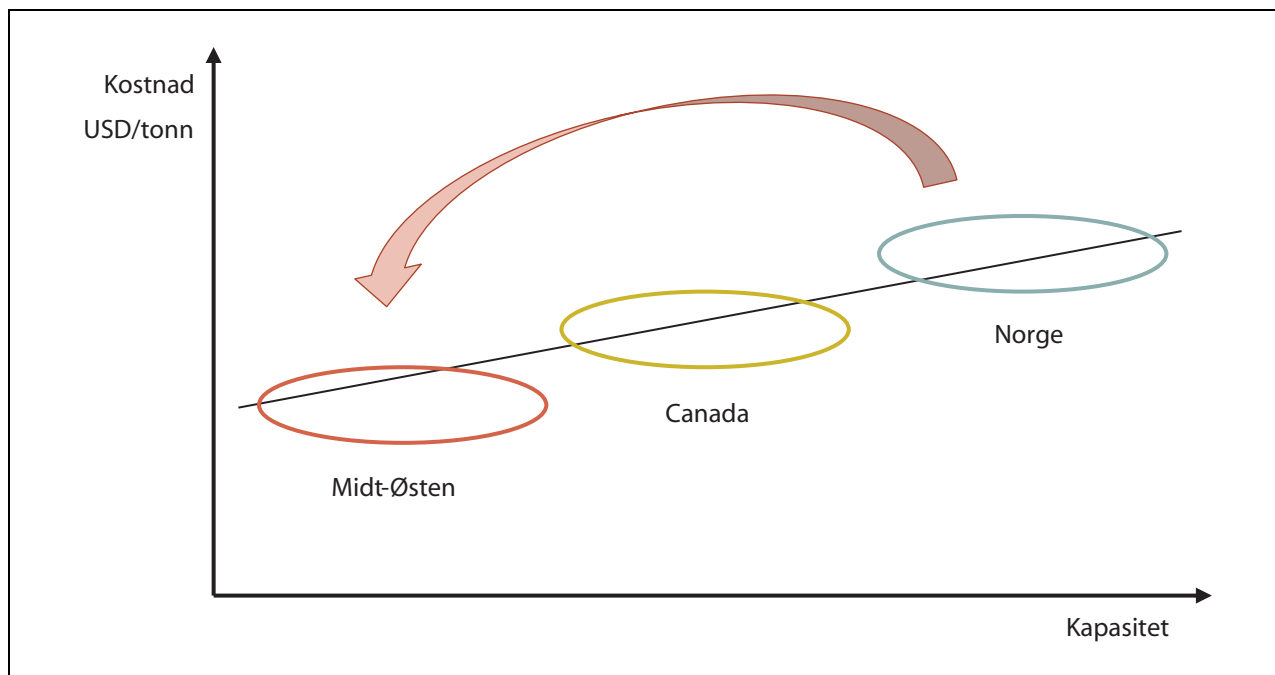
- *Markedet for CO₂-kvoter, EU-ETS.* Et strammere kvotetak gir en høyere CO₂-pris, noe som via økte kostnader i termiske kraftverk gir høyere vannverdier og et høyere prisnivå i det nordiske kraftmarkedet.
- *EUs politikk på karbonkostnadskompensasjon.* Siden resten av verden ikke har en tilsvarende CO₂-pris som EU, vil ordninger som kompenserer energiintensiv og konkurranseutsatt industri for CO₂-elementet i kraftprisen, ha stor betydning for kostnadsnivået for kraftintensiv industri i Europa. For å hindre at kvotesystemet skaper konkurransevilkår som stimulerer til lokalisering utenfor EU, legger Kommisjonen opp til at medlemslandene kan kompensere industrien for denne økte produksjonskostnaden. Dersom manglende kompensasjon gir redusert aktivitet i kraftintensiv industri i Norge og Norden, øker kraftoverskuddet og kraftprisen blir lavere.
- *Mål for fornybar kraftproduksjon.* Støtte til fornybar kraftproduksjon gir økt overskudd og lavere kraftpriser i Norden. Samtidig gir økt fornybarutbygging på Kontinentet og i UK økt etterspørsel etter fleksibilitet i disse markedene og økt verdi av fleksibiliteten i norsk

vannkraft. Dersom fornybar kraftproduksjon subsidieres gjennom sertifikater, vil fallet i engrosprisen helt eller delvis motvirkes av sertifikatavgiften for de forbrukergruppene som bidrar til finansieringen.

- *I hvilken grad EU gir rom for fleksibel gjennomføring.* Det er grunn til å tro at stor grad av samordning vil gjøre at klimamålene vil kunne realiseres med totalt sett lavere kostnader enn ved stor grad av nasjonale målsettinger. Dersom EU på lang sikt viderefører fornybarpolitikken og gir rom for økt grad av handel (a la grønne sertifikater) mellom medlemslandene, kan det gi ytterligere utbygging av fornybar kraft i Norden. I så fall kan Norden få et langvarig kraftoverskudd med tilhørende relativt lave priser.
- *EU-standarder for nye investeringer.* Krav om CCS for nye kull- og gasskraftverk vil påvirke sammensetningen av kraftproduksjonsparken i framtiden, og derfor prissettingen i markedet. Et slikt pålegg kan både gi høyere prisnivå og økt behov for fleksibilitet.
- *EUs energieffektiviseringsmål.* Energieffektivisering gir lavere energietterspørsel, men øker andelen el i energimiksen. Energieffektiviseringsmål kan dermed både øke og redusere kraftbalansen, og føre til både høyere og lavere kraftpriser.
- *Rollen til gass i europeisk kraftproduksjon.* Gass er en viktig innsatsfaktor i europeisk kraftproduksjon. Sammenliknet med kull gir gass relativt lave CO₂-utslipp. I tillegg er gasskraft relativt sett mer fleksibel enn kraftproduksjon basert på kull, ettersom gassturbiner og CCGT raskt kan regulere produksjonen opp og ned. Økt bruk av gass kan derfor redusere verdien av fleksibilitet basert på norsk vannkraft.
- *Økt markedsintegrasjon.* Det er forventet at økt markedsintegrasjon vil øke effektiviteten i kraftmarkedene. Økt markedsintegrasjon og økt overføringskapasitet er også en forutsetning for å kunne integrere store mengder fornybar kraftproduksjon. Økt markedsintegrasjon og utvikling av markedsdesign øker muligheten for å «eksportere» fleksibilitet fra det norske systemet til Europa.

Konsekvenser for kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri som for eksempel stål, aluminium og treforedling, er internasjonale industrier der prisene dannes gjennom konkurranse i globale markeder. Det er imidlertid forskjeller mellom de ulike industriene med hensyn til hvor sterk den internasjonale konkurransen er. Det fin-



Figur 4.3 Tilbudskurven for aluminiumsindustrien – ved en forbedring av norske produsenters konkurranseposisjon.

Kilde: THEMA Consulting group AS

nes prosesser og nisjeprodukter der den globale konkurransen er begrenset og der globale forskjeller i energikostnader er av mindre betydning.

De kraftintensive industriene er i varierende grad med i EUs kvotehandelssystem. Stål og treforedlingsindustrien er med, mens aluminiumsindustrien skal inkluderes i 2013.

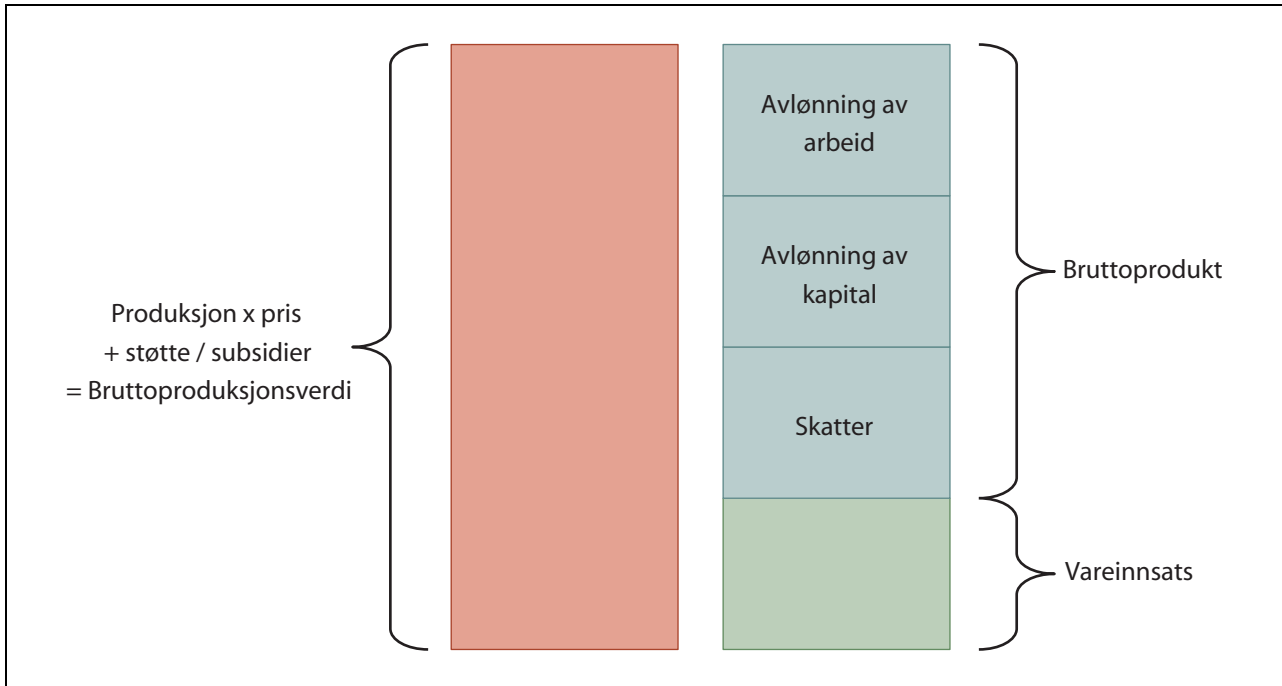
Hvordan konkurranseforholdene i de kraftintensive industriene blir påvirket, er avhengig av klimapolitikkenes utforming i ulike deler av verden. Utvikles det et globalt regime der alle aktører og markeder pålegges de samme utslippskostnadene, vil de relative energikostnadene endres i disfavør av land som hovedsakelig produserer elektrisitet med fossile energikilder.

Dersom klimapolitikken er fragmentert og varierer mellom land og regioner, kan de relative energikostnadene bli endret i favør av land eller regioner som har de minst omfattende reguleringsene. Da er det fare for at det oppstår såkalt karbonlekkasje, det vil si at industrier flytter fra områder med streng klimaregulering til områder med svak eller ingen regulering. For å unngå karbonlekkasje, arbeider EU-kommisjonen med et system for karbonkompensasjon for berørte industrier. Dersom en slik ordning blir innført, og gir reell kompensasjon, vil framtidige endringene i konkurranseforholdene for de kraftintensive industriene stamme fra andre forhold enn ulikheter i klimareguleringene.

Den framtidige konkurranseevnen for den kraftintensive industrien i forhold til konkurrenter utenfor Europa er både et spørsmål om relative energipriser og hvordan andre konkurranseparametere utvikler seg. Viktige forhold i tillegg til energipriser er det generelle kostnadsnivået, kompetanse og politisk stabilitet. Tilgang på gode havneforhold har også betydning.

Det er likevel de relative energiprisene som har størst betydning for hvordan konkurranseevnen til den kraftintensive industrien utvikler seg. På dette punktet kan det være stor forskjell mellom ulike forløp. Får vi en global avtale med forpliktende utslippsbegrensninger, vil problemene med karbonlekkasje være mindre og en kan forvente at utslippskostnadene etter hvert vil utvikle seg likt for alle aktørene. Da vil norske produsenter kunne bedre sin konkurranseposisjon slik vi har illustrert i figur 18.3. Uten en internasjonal bindende avtale er det større risiko for at karbonlekkasje varig kan svekke konkurranseevnen til den kraftintensive industrien i Europa.

Det er grunn til å forvente at land med god tilgang på fornybare energikilder over tid vil styrke sin konkurranseposisjon i en verden som er under påvirkning av en dyptgripende klimapolitikk. Det er derfor god grunn til å forvente at den kraftkrevende industrien vil forbli lokalisert i Norge og andre land og regioner med tilsvarende god tilgang på fornybare energikilder. I analysen presen-



Figur 4.4 Bruttoprodukt – prinsippkisse

Kilde: THEMA Consulting Group AS

tert i hovedrapporten er det antatt at den kraftintensive industrien reinvesterer i Norge og dermed opprettholder sitt nåværende kraftforbruk.

Klimapolitikk og verdiskapingen i norsk kraftsektoren

Verdiskaping og samfunnsøkonomisk overskudd

Vi bruker i dette kapitlet to begreper for å måle hvordan klimapolitikken påvirker verdiskapingen i Norge;

- Bidrag til BNP (verdiskaping)
- Samfunnsøkonomisk overskudd

Bidrag til BNP

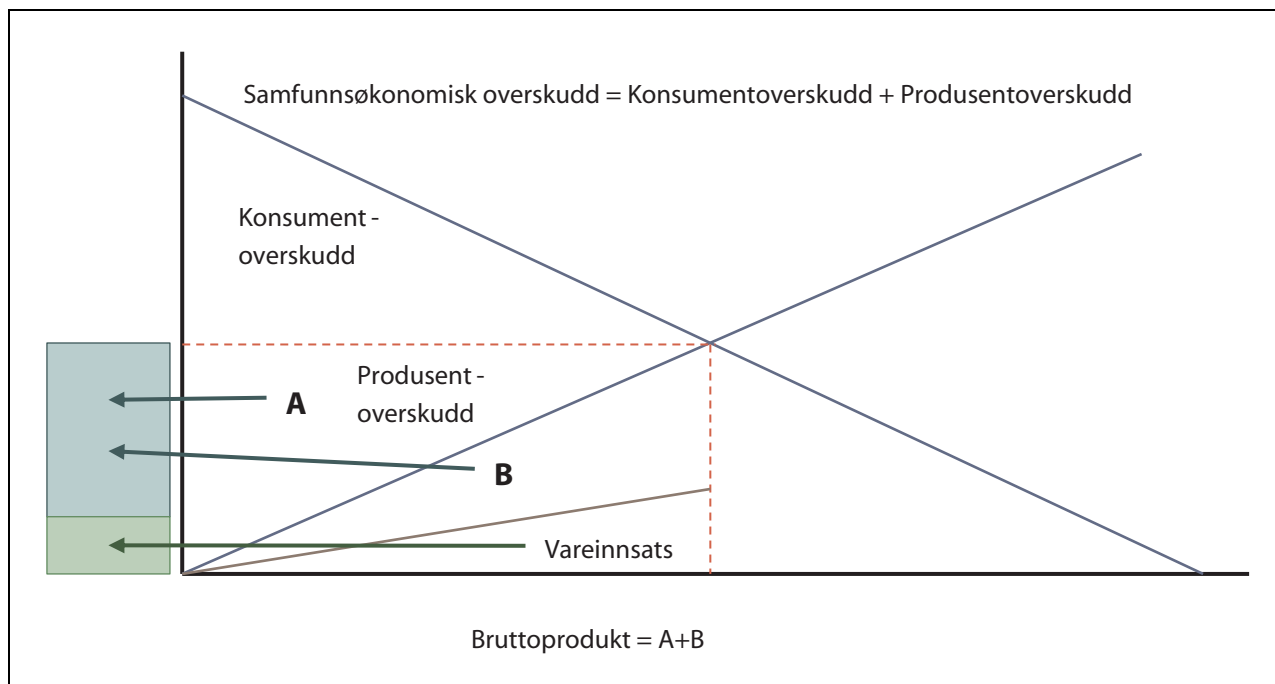
En nærings bidrag til BNP, verdiskaping, måles i nasjonalregnskapet ved hjelp av næringens bruttoprodukt, se figur 4. Bruttoproduktet er definert som næringens produksjonsinntekter (inkludert eventuelle subsidier) minus verdien av vareinnsats (råvarer, energiforbruk og andre innsatsfaktorer, eksklusiv arbeid og kapital). Bruttoproduktet anvendes til å avløne arbeid, kapital og skatter til stat og kommune.

Verdiskaping målt ved en nærings bidrag til BNP (bruttoproduktet) fanger ikke opp alle sider ved verdiskapingsbegrepet. Siden kapitalkostnadene ikke er med, sier bruttoproduktet ikke noe om lønnsomheten av de investeringene som gjø-

res. Det betyr at bruttoproduktet øker selv om det skjer på basis av ulønnsomme investeringer. En fanger heller ikke opp hvordan endringer i priser og produksjon påvirker konsumentoverskuddet hos sluttforbrukere eller hvordan bruttoproduktet i andre næringer blir påvirket. En positiv endring i verdiskapingen i én sektor fanger dermed ikke opp alle effekter på verdiskapingen i samfunnet. Derfor er det av interesse å analysere virkninger for det samfunnsøkonomiske overskuddet som gir en mer helhetlig representasjon av de samlede samfunnsøkonomiske virkningene.

Samfunnsøkonomisk overskudd

Det samfunnsøkonomiske overskuddet som er vist i figur 18.5, tilsvarer summen av konsumentoverskuddet og produsentoverskuddet. Konsumentoverskuddet reflekterer forbrukernes samlede betalingsvilje (eller nytte) for en vare minus det som betales for varen. Produsentoverskuddet måler produsentenes inntekter minus de totale kostnadene som påløper. Endringer i det samfunnsøkonomiske overskuddet fanger dermed opp virkninger både for forbrukerne og produsentene av en vare. Figuren klargjør også sammenhengen mellom bruttoproduktet og det samfunnsøkonomiske overskuddet. Bruttoproduktet fanger opp produsentoverskuddet pluss den delen av bedriftenes kostnader som går med til å dekke kostnader til arbeid, kapital samt skatter.



Figur 4.5 Samfunnsøkonomisk overskudd – prinsippskisse

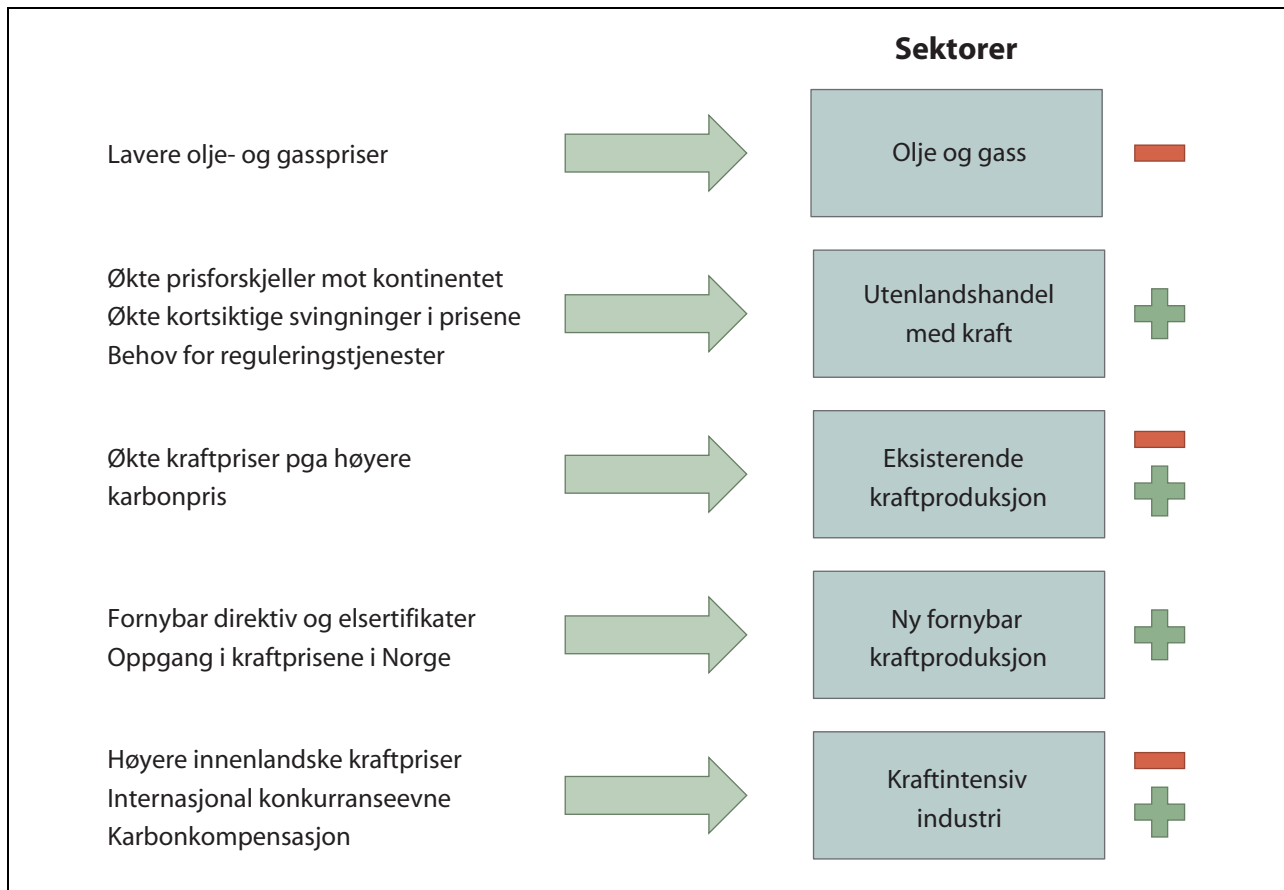
Kilde: THEMA Consulting Group AS

Betydningen av klimapolitikken

Hovedkonklusjonen i rapporten er at en dyptgripende klimapolitikk kan øke verdiskapingen innenfor kraftsektoren betydelig. De investeringsmuligheter som oppstår vil samlet sett være samfunnsøkonomisk lønnsomme. På den annen side vil fallet i verdiskapingen i olje- og gassektoren være betydelig. Et overordnet bilde av hvordan klimapolitikken påvirker verdiskapingen i energi-sektoren fremkommer av figur 18.6. Pluss og minus indikerer virkningen på verdiskapingen i de ulike sektorene.

- En dyptgripende klimapolitikk vil på lang sikt føre til lavere olje- og gasspriser og lavere verdiskaping i norsk petroleumssektor enn vi ellers ville hatt. Hovedårsaken er at etterspørselen etter fossile energikilder faller sammenliknet med en verden uten dyptgripende klimapolitikk.
- Økte kraftprisforskjeller mot Kontinentet og større svingninger i de kontinentale kraftprisene øker lønnsomheten av utenlandshandelen med kraft. Det styrker grunnlaget for å investere i flere kabler. Kabelprosjektene øker verdiskapingen både i investeringsfasen, ved at norske bedrifter vil få noen av leveransene, og i driftsfasen, ved at verdien av krafthandelen blir mer lønnsom og øker i omfang. Hovedårsaken er at dyptgripende klimapolitikk fører til en omfattende utbygging av fornybar energiproduksjon i Europa som gir langt mer ustabile priser. I Norden vil vannkraftens kortsiktige reguleringsevne gi mindre omfattende prissvingninger selv om det også investeres i mer fornybare energi i dette området. Dermed dannes det store kortsiktige prisforskjeller som gir grunnlag for mer omfattende kraftutveksling.

- Verdiskapingen i eksisterende kraftverk øker som følge av at kraftprisene går opp. Økningen i kraftprisene skyldes både at kraftprisene på Kontinentet øker, hovedsakelig på grunn av en høyere karbonpris, og at det investeres i økt kabelkapasitet. Prisoppgangen på kraft i Norden blir sannsynligvis en del mindre enn prisoppgangen på Kontinentet. Hovedårsaken til prisoppgangen på Kontinentet er høyere langsiktige marginalkostnader, både på grunn av en høyere karbonpris og at utbyggingskostnadene øker. Uten at det investeres i ny kabelkapasitet kan økt utbygging av ny fornybar kraftproduksjon i Norden føre til lavere kraftpriser som følge av et økende kraftoverskudd. Da vil verdiskapingen i eksisterende kraftverk falle.
- Investeringer i nye vind- og vannkraftanlegg bidrar til økt verdiskaping både i investeringsfasen, ved at norske bedrifter får økte leveranser, og i driftsfasen, som følge av at kraftproduksjonen øker. Det er et stort potensial for utbygging av vindressurser i Norge og prisoppgangen på kraft i kombinasjon med fortsatt tek-



Figur 4.6 Hvilke faktorer som klimapolitikken påvirker som har betydning for verdiskapingen i energi-sektoren i Norge på lang sikt.

Kilde: THEMA Consulting Group

nologiutvikling kan gjøre det lønnsomt å bygge ut deler av dette potensialet. Elsertifikatorordningen vil sikre lønnsomhet for investor.

- Industriens konkurranseevne – og dermed verdiskapingspotensial – blir påvirket av klimapolitikken ved at tilbuds- og etterspørselsforholdene for eksisterende industri endres. Virkningene for den kraftintensive industrien er usikker og resultatet følsomt for hvordan klimapolitikken blir utformet globalt. Ved gunstige forutsetninger kan norske kraftintensiv industri få styrket sin konkurranseposisjon og dermed opprettholde eller eventuelt øke sitt bidrag til norsk verdiskaping.

Nedenfor vil vi gå nærmere inn på de viktigste elementene som vil bidra til økt verdiskaping innen kraftsktoren

Ny vind- og vannkraft

I de neste 20 årene vil det bli bygget ny fornybar kraftproduksjon i Norge. Økningen kan forventes å fordele seg relativt likt mellom vind og vann. Det

er klimapolitikken som bidrar til denne satsningen.

Vindkraft

Norge er ett av landene i verden med de beste vindkraftressursene i form av både mye og relativt stabil vind. Lite av Norges vindkraftressurser er bygget ut som en følge av manglende lønnsomhet med dagens rammebetingelser. I dag er store deler av dette potensialet ikke lønnsomt å bygge ut.

Vindkraftsatsningen i Norge representerer verdiskapingsmuligheter både gjennom norske leverandørbedrifters deltagelse i vindkraftutbyggingen og gjennom de framtidige inntektene vindkraftanleggene vil generere. I 2010 ble det produsert omtrent 1 TWh vindkraft i Norge, alt fra landbaserte vindparker.

I følge NVE (2011)⁹ utgjør konsesjonssøknader og meldinger til sammen omtrent 25.000 MW, og det aller meste av dette er landbasert

⁹ NVEs hjemmeside: www.nve.no

De totale utbyggingskostnadene er anslått til å være i størrelsesorden 4,3 til 6,4 milliarder per TWh (basert på tall fra NVE (2010))¹⁰. Ca 70-75 prosent av investeringskostnaden vil være knyttet til selve turbinen. Leveranser av turbiner vil komme fra utenlandske aktører slik markedet ser ut i dag. Dersom man antar at den resterende delen av investeringene tilfaller norske aktører, utgjør norske leveranser mellom 1 og 1,6 milliarder kroner per TWh vindkraft som bygges ut i Norge. Med en utbygging av om lag 10 TWh ny landbasert vindkraft, som vi har forutsatt vil komme innen 2030, vil de samlede leveransene fra norske bedrifter kunne komme opp i mellom 10 og 16 milliarder kroner totalt i løpet av perioden fram til 2030.

Inntektene fra vindkraft er avhengig av summen av markedsprisen på kraft og framtidig sertifikatpris. For å komme fram til vindkraftproduksjonens bidrag til den nasjonale verdiskapingen målt ved bruttoproduktet må en trekke fra vareinnsatsen, som anslagsvis utgjør 2 prosent av investeringskostnaden. Ved en samlet kraftpris og sertifikatpris på 80 Euro/MWh blir den årlige verdiskapingen per TWh vindkraft rundt regnet en halv milliard kroner. En videre utbygging av vindkraft på 10 TWh gir dermed en økning i det årlige bruttoproduktet med omtrent 5 milliarder kroner.

Vi legger til grunn at innføringen av grønne sertifikater bygger på en vurdering om at ordningen er samfunnsøkonomisk lønnsom. Det innebærer at de kommersielle investeringene som gjøres på grunnlag av sertifikatordningen også er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Vannkraft

Mulighetene for utbygging av vannkraft i Norge er fortsatt betydelige. I henhold til NVE er det totale utbyggingspotensialet med investeringer tilsvarende maks 3 kr/kWh og som ikke er vernet i underkant av 40 TWh. Når kraftprisen øker, vil dette potensialet gå ytterligere opp.

Potensialet for vannkraftutbygging er i stor grad knyttet til småkraftprosjekter, oppgraderinger eller utvidelser av eksisterende anlegg. Det skyldes at de aller fleste større vassdrag som ikke er varig vernet, allerede er bygget ut. Dette gjelder særlig vannkraft med større magasiner. Vi antar videre at utbygging av vannkraft fordeler seg med en tredjedel på hver av småkraft, oppgradering/utvidelser og vannkraft over 10 MW.

Verdiskapingsmuligheten som kan knyttes til utbygging av vannkraft i Norge består av markedspotensialet for leverandørbedriftene og de framtidige inntektene den økte kraftproduksjonen for norske kraftselskap gir.

Utbygging av vannkraft i Norge kan anslagsvis komme opp i 1-1,2 TWh per år de neste 10 årene. Dette er omtrent en dobling av det nivået på vannkraftutbygginger vi har sett de siste årene. Antakelsen er basert på at elsertifikater gjør det interessant for norske kraftselskaper å bygge ut mer vannkraft. Vi har forutsatt en utbyggingskostnad på 3 kroner per kWh eller mindre. Det gir et årlig markedspotensial for vannkraftinvesteringer i Norge på mellom 3 til 3,6 milliarder kroner. Det meste av dette markedet vil tilfalle norske aktører, men anslagsvis halvparten av verdiskapingen vil skje i utlandet gjennom produksjon av større komponenter.

Når kraftanleggene er satt i drift vil det årlige bidraget til verdiskapingen ligge på vel en halv milliard kroner per TWh, eller vel 5 milliarder kroner per år, hvis vi forutsetter en kraftpris pluss sertifikatpris på 80 Euro/TWh. Vi forutsetter da at all ny vannkraft kvalifiserer for inntekter fra elsertifikater.

Økt kraftutveksling og salg av reguleringstjenester med utlandet

I de senere årene har mange aktører i den norske kraftbransjen pekt på de mulighetene for økt verdiskaping som den store utbyggingen av fornybar energi i Europa representerer for Norge, ved at norske produsenter kan levere reguleringstjenester til markeder utenfor Norden. For å sikre kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk, må variasjonene i produksjonen fra vindkraften utjevnes ved at annen produksjon gjøres tilgjengelig og tilbyr regulerings- og balansetjenester i et helt annet omfang enn tidligere. Utbyggingen av fornybare energikilder som vindkraft og sol vil øke behovet for fleksibilitet utover det som allerede er tilgjengelig i den europeiske kraftsektoren. Flere har gjort anslag på hva som er behovet for økt fleksibilitet i Europa som følge av den økte andelen vind- og solkraft. Frontier Economics & Consent (2011)¹¹ har anslått det totale behovet for fleksibilitet i 2020 til 80-90 GW. Estimater omfatter Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Sveits, Østerrike og Storbritannia. Hvor stort importbehovet blir, avhenger av hvor mye fleksibilitet Europas eget system kan levere, som igjen avhenger av den framtidige sammensetningen av produksjonskapasiteten.

¹⁰ Tilgang til fornybar energi i Norge – Et innspill til Klimakur 2020 – NVE Rapport 2/2010

¹¹ The European Renewables Challenge, London

Regulerbar vannkraft er godt egnet til å balansere ut svingningene i både vindkraft og annen «tilfeldig» produksjon. Produksjonen fra vannkraftverk kan enkelt reguleres og kostnadene er lave sammenliknet med regulering av termiske kraftverk. Termiske kraftverk har også særlig store utslipp når de benyttes til regulering.

For at norsk vannkraft i økende utstrekning skal kunne benyttes til å støtte utviklingen av et mer fornybart produksjonssystem i Europa, må det bygges flere forbindelser mellom Norge og Kontinentet og/eller Storbritannia. Europeiske aktører gis dermed mulighet til å handle med norske vannkraftprodusenter, både til å dekke forbruk i høylasttimer og til å balansere kortsiktige variasjoner i produksjon og forbruk. Slike kabler kan brukes både til kraftutveksling og til salg av reguleringstjenester. Noen reguleringstjenester krever imidlertid at det reserveres plass i overføringsforbindelsene. Denne kapasiteten kan i så fall ikke anvendes til løpende kraftutveksling.

Kabelprosjektene vil trolig generere store overskudd. Disse overskuddene vil fremkomme som økt inntjening både hos de aktørene som investerer i overføringsanleggene og for kraftprodusenter gjennom lavere nettleie.

Verdiskapingsmulighetene som skapes ved mer omfattende kraftutveksling og salg av balansetjenester er betydelige. Dette er knyttet dels til utbyggingsfasen for nett og produksjon, der norske bedrifter vil få en del av leveransene, dels til økt salg av balansetjenester.

Verdiskapingskonsekvenser av særnorske utslippskostnader

Den internasjonale klimapolitikken, herunder EUs klimapolitikk setter rammer for norsk klimapolitikk. Samtidig kan Norge ha en nasjonal klimapolitikk med et ambisjonsnivå og virkemidler som går utover de forpliktelsene som følger av internasjonale avtaler. En nasjonal klimapolitikk som pålegger norske aktører utslippskostnader som ligger vesentlig over utslippskostnadene som andre aktører stilles ovenfor, påvirker norske aktørers konkurranseevne og de ulike sektorenes bidrag til den nasjonale verdiskapingen.

De utslippsmålene som følger av internasjonale og eventuelle særnorske tiltak og reguleringer vil ha ulike konsekvenser for forskjellige sektorer. I Norge vil petroleumssektoren og transportsektoren stå for de sterkeste utslippsreduksjonene. Men også industrisektoren vil måtte ta betydelige utslippskutt.

I Norge er det særlig petroleumssektoren som har stått for de største utslippøkningene siden

1990. Oppdaterte tall fra Klif¹² viser dessuten at de forventede utslippene fra petroleumssektoren i 2020 i den såkalte referansebanen har økt, mens de har gått ned både i industrien og i transportsektoren. Nye lovende funn på norsk sokkel gjør at en kan forvente ytterligere økning i de forventede utslippene fra denne sektoren. Det er derfor grunn til å forvente at utslippene fra sokkelen og elektrifisering av installasjonene vil få økt oppmerksomhet.

Hvis Norge pålegger petroleumssektoren å elektrifisere deler av sokkelen med tiltakskostnader vesentlig over kvoteprisen, vil minst 80 prosent av merkostnadene dekkes av den norske staten gjennom skattesystemet. Elektrifisering av sokkelen fører til økt etterspørsel etter kraft og høyere kraftpriser i det norske kraftmarkedet. Høyere kraftpris øker produsentoverskuddet, det vil si kraftprodusentenes inntekter, mens høyere kraftkostnader hos forbrukerne fører til at konsumentoverskuddet går ned. Den kraftkrevende industrien vil bære anslagsvis 25 prosent i form av høyere energikostnader. Det kan også føre til at grunnlaget for ny virksomhet innen den kraftintensive industrien svekkes.

Verdiskapingsperspektiver fram mot 2050

De globale ressurs-, miljø- og klimautfordringene kan komme til å kreve grunnleggende omstillinger i økonomien og endringer i hvordan vi produserer, distribuerer og forbruker energi. Det er grunn til å tro at en slik omstilling vil skyte fart i perioden 2030 til 2050. Det underbygges av kurven for utslippsreduksjoner under dyptgripende klimapolitikk som er særlig bratt etter 2030.

Den internasjonale klimapolitikken er en viktig faktor for når og i hvilket omfang en slik omstilling kommer. Når infrastrukturen, produksjonsprosene, produktene og forbruksmønstrene trekkes i retning av lavere CO₂-utslipp, vil det samtidig skje strukturelle endringer i økonomien. Noen markeder opplever vekst, nye markeder kommer til, mens andre opplever fall og kanskje forsvinner helt. Energi er den sektoren som først merker omstillingsbehovet og sannsynligvis står overfor de største utfordringene. Men andre sektorer, i første rekke transportsektoren og industrien, står også foran betydelige omstillinger. Det vil også oppstå nye markeder for å betjene de behovene som endringer i energisystemet medfører.

En sentral faktor i det langsiktige bildet er den teknologiske utviklingen. I et 20-40 års perspektiv

¹² «På vei mot 2020- hva sier utslippsframskrivningene» Notat fra KLIF til Miljøverndepartementet 8.12.2010.

er det grunn til å forvente (og håpe på) store teknologiske framskritt som vil lette overgangen til lavkarbonsamfunnet i alle deler av økonomien. Særlig sentralt står den teknologiske utviklingen knyttet til mer effektiv bruk av energi og produksjonsteknologier innen fornybare energi og CCS. I et langsiktig perspektiv kan en heller ikke utelukke teknologiske gjennombrudd som får dyptgripende innvirkninger. Det ligger i sakens natur at slike gjennombrudd er svært krevende å skulle forutse.

Klimapolitikken vil også kunne føre til betydelige endringer i hvordan verdiskaping og økonomisk vekst fordeler seg mellom nasjoner. Det har delvis betydning hvordan landenes næringsstruktur er i dag, men det avgjørende er kanskje først og fremst hvilken kapasitet landene har til å tilpasse seg endringene i produksjons- og forbruksmønstrene som kan komme som følge av de klimapolitikkdrevne omstillingsprosessene.

Skal en få til en global omstilling som klimaproblemet krever, er det nødvendig at en stor del av energiproduksjonen legges om og baseres på fornybare energikilder. For at man skal få fram tilstrekkelige investeringer i fornybar energi må man innføre reguleringer som sørger for at investorene får dekket sine kostnader inklusiv en rimelig kapitalavkastning. Hvordan reguleringene utformes kan ha svært ulike virkninger på inntektsfordelingen både mellom markedsaktører og land. Norge står med sin store utbygde vannkraft i en særstilling sammenliknet med de fleste andre land i Europa.

På kort og mellomlang sikt vil næringsstrukturen være relativt fast. Da vil virkningene for verdiskapingen av klimapolitikken i første rekke avhenge av hvordan «terms of trade» påvirkes, det vil si hvordan prisene på Norges eksportprodukter endrer seg i forhold til prisene på de varene vi importerer.

Norge er i dag en stor eksportør av råvarer og halvfabrikata der olje og gass er helt dominerende. Virkningene for norsk økonomi vil derfor særlig avhenge av hvordan olje og gassprisene endrer seg i forhold til andre varer og tjenester. Prisutviklingen for kraft vil også påvirke verdiskapingen, men siden en betydelig andel av kraftproduksjonen i dag går som innsatsfaktor i næringsliv og offentlig forvaltning innenlands, vil noe av økningen av verdiskapingen på produksjonsleddet bli motvirket av et fall i verdiskapingen i øvrige deler av økonomien. For den kraftintensive industrien kan dette bli en utfordring, med mindre oppgangen i kraftkostnadene kan overveltes i

prisene på sluttproduktene. Det vil kreve en samordnet internasjonal klimapolitikk.

På lengre sikt vil næringsstrukturen endre seg. Da er det i første rekke Norges omstillings-evne som avgjør hvilke implikasjoner en framtidig klimapolitikkdrevet omstillingsprosess vil få.

Omstilling gir nye muligheter

Som vi har påpekt foran vil en omstillingsprosess mot et lavkarbonsamfunn medføre betydelige endringer i hvordan vi produserer, distribuerer og forbruker energi. Omstillingsprosessene vil kunne føre til omfattende endringer også for de industrielle markedene. Det er selvsagt krevende å skulle konkretisere hvilke industrielle produktmarkeder som i særlig grad vil merke endringene, men ved å ta utgangspunkt i de områdene som vil bli berørt, kan en få indikasjoner på hvor endringene vil komme.

Den globale utviklingen vil skape etterspørsel etter nye løsninger og investeringer, men nye produkter og tjenester med utgangspunkt i etablert infrastruktur vil også bli et vekstområde. I europeisk sammenheng er særlig konsekvensene av den sterke veksten innen fornybar kraftproduksjon interessante. Avfallshåndtering er et annet område som kan bli styrket. CCS kan ses som en form for avfallshåndtering der Norge har satset mye på kompetanse- og teknologiutvikling. I hvor stor grad norske næringsmiljøer lykkes i en framtidig satsning på CCS-industri er for tidlig å si.

Det er grunn til å forvente at markeder – eller økonomiske aktiviteter – som gir positiv effekt i klima- og ressursregnskapet, vil oppleve økt etterspørsel. Det gjelder for eksempel produkter og tjenester som bidrar til å øke effektiviteten gjennom redusert energi- eller ressursintensitet. Det samme gjelder produkter og tjenester som fører til reduserte utslipp gjennom forbedrede og nye prosesser. Bedrifter som utvikler teknologi og metoder for bedre rensing vil også kunne merke økt etterspørsel etter sine tjenester.

Bedrifter og forskningsmiljøer som utvikler nye systemer, teknologier og produkter som direkte er knyttet til klimamålene, vil oppleve vekst først. Deretter vil leverandører av varer og tjenester knyttet til investeringer i aktuelle produksjonsanlegg, infrastruktur eller utstyr oppleve vekst. Til slutt når veksten aktører som er knyttet til driften av anleggene, enten som eiere eller leverandører.

Norges offentlige utredninger

2011 og 2012

Statsministeren:

Arbeidsdepartementet:

Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2011.
NOU 2011: 5.
Arbeidsrettede tiltak. NOU 2012: 6.

Barne-, likestillings- og inkluderingsdepartementet:

Velferd og migrasjon. NOU 2011: 7.
Bedre integrering. NOU 2011: 14.
Struktur for likestilling. NOU 2011: 18.
Ungdom, makt og medvirkning. NOU 2011: 20.
Bedre beskyttelse av barns utvikling. NOU 2012: 5.

Finansdepartementet:

Bedre rustet mot finanskriser. NOU 2011: 1.
Ny finanslovgivning. NOU 2011: 8.
Fripoliser og kapitalkrav. NOU 2012: 3.

Fiskeri- og kystdepartementet:

Fornyings-, administrasjons- og kirke-

departementet:
Mer effektiv konkurranselov. NOU 2012: 7.

Forsvarsdepartementet:

Helse- og omsorgsdepartementet:

Økt selvbestemmelse og rettssikkerhet. NOU 2011: 9.
Innovasjon i omsorg. NOU 2011: 11.
Når sant skal sies om pårørendeomsorg. NOU 2011: 17.
Når døden tjener livet. NOU 2011: 21.

Justis- og beredskapsdepartementet:

Trygg hjemme. NOU 2012: 4.
Ny utdanning for nye utfordringer. NOU 2012: 8.

Justis- og politidepartementet:

I velferdsstatens venterom. NOU 2011: 10.
Juryutvalget. NOU 2011: 13.
Standardisert personskadeerstatning. NOU 2011: 16.
Ny våpenlov. NOU 2011: 19.

Kommunal- og regionaldepartementet:

Kompetansearbeidsplasser – drivkraft for vekst
i hele landet. NOU 2011: 3.
Rom for alle. NOU 2011: 15.

Kulturdepartementet:

Ytringsfrihet og ansvar i en ny mediehverdag.
NOU 2011: 12.

Kunnskapsdepartementet:

Et åpnere forskningssystem. NOU 2011: 6.
Til barnas beste. NOU 2012: 1.

Landbruks- og matdepartementet:

Mat, makt og avmakt. NOU 2011: 4.

Miljøverndepartementet:

Nærings- og handelsdepartementet:

Mellomlagerløsning for brukt reaktorbrensel og
langlivet mellomaktivt avfall. NOU 2011: 2.

Olje- og energidepartementet:

Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet
og miljø. NOU 2012: 9.

Samferdselsdepartementet:

Utenriksdepartementet:

Utenfor og innenfor. NOU 2012: 2.

Bestilling av publikasjoner

Offentlige institusjoner:
Departementenes servicesenter
Internett: www.publikasjoner.dep.no
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
Telefon: 22 24 20 00

Privat sektor:
Internett: www.fagbokforlaget.no/offpub
E-post: offpub@fagbokforlaget.no
Telefon: 55 38 66 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på
www.regjeringen.no

Trykk: 07 Oslo AS 03/2012