

KONSEKVENSENE AV AT MAN
TRENGER LENGER TID PÅ EN NY
OVERFØRINGSFORBINDELSE TIL
BERGENSOMRÅDET
(BKK-OMRÅDET)

RAPPORT FRA SJØKABELUTREDNINGEN
UTVALG III

1. februar 2011

Til Olje- og energidepartementet

Olje- og energidepartementet oppnevnte 31. august 2010 et ekspertutvalg for å utrede konsekvensene av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området). Utvalget legger med dette fram sin utredning. Samtlige av utvalgets anbefalinger er enstemmige

Oslo, 1. februar 2011

Fridrik Mar Baldursson
leder

Olvar Bergland

Cathrine Hagem

Knut Einar Rosendahl

Jørgen Bjørndalen

Ane Marte Heggedal

Håvard Moen

sekretariat

Innhold

Sammendrag	5
Bakgrunn	5
Utviklingen i forbruk og produksjon fram mot 2020	7
Vurdering av kraftsituasjonen i BKK-området mot 2020 – uten nye tiltak	8
Vurdering av tiltak	10
Hovedkonklusjoner og anbefalte tiltak	12
1. Utvalgets oppnevning, bakgrunn og arbeidsmåte	14
1.1. Oppnevning, mandat og arbeid	14
1.2. Mandattolkning og disposisjon for rapporten	16
2. Anslått tid for å realisere en kabelløsning	17
2.1. Konsesjonsprosess	17
2.2. Anbud og utarbeidelse av kontrakt	17
2.3. Bygging og ferdigstillelse av kabelalternativ	17
2.4. Samlet tidsestimat	17
3. Forsyningssikkerhet og nettkapasitet	19
3.1. Forsyningssikkerhet	19
3.2. Nettforhold	22
4. Kraftsituasjonen i BKK-området vinteren 2009/2010	31
4.1. Utviklingen i kraftsituasjonen vinteren 2009/2010	31
4.2. Markedsforhold og benyttede tiltak	32
4.3. Vurdering av kraftsituasjonen vinteren 2009/2010	34
5. Framtidig utvikling i nivå og sammensetning av elektrisitetsforbruket og -produksjonen i BKK-området	39
5.1. Forventet utvikling i elektrisitetsforbruk og maksimallast	39
5.2. Samlet utvikling i elektrisitetsforbruk og maksimallast	50
5.3. Øvrige energibærere	52
5.4. Forventet utvikling i elektrisitetsproduksjon	55
5.5. Samlet utvikling i elektrisitetsproduksjon	60
6. Variasjoner i elektrisitetsforbruk og -produksjon som følge av variasjon i temperatur og nedbør	62
6.1. Variasjoner i temperatur, nedbør og tilsig	62
6.2. Variasjoner i elektrisitetsforbruk som følge av temperaturvariasjoner	67
6.3. Variasjoner i elektrisitetsproduksjon som følge av temperatur- og tilsigsvariasjoner	71

6.4.	Historiske variasjoner i magasininfylling ved inngangen til vinteren	72
7.	Mulige tiltak for forbedret forsyningssikkerhet.....	73
7.1.	Statnetts eksisterende virkemidler	73
7.2.	Energisparetiltak, energi- og effekteffektivisering og andre forbrukstiltak	76
7.3.	Forsert utbygging av fjernvarme	78
7.4.	Spesialregulering av forbruk	79
7.5.	Redusert bruk av elektrisitet i Nordsjøen	82
7.6.	Reservekraftverk	83
7.7.	Tiltak for økt kraftproduksjon på Energiverk Mongstad.....	85
7.8.	Tiltak for økt produksjonskapasitet	87
7.9.	Kortsiktige tiltak for forsterkninger av nettet	89
7.10.	Opprettelse av Elspotområde.....	92
7.11.	Regulering av magasinindisponering	95
7.12.	Virkninger av tvangsmessige utkoblinger (rasjonering)	98
8.	Vurdering av forsyningssikkerheten i BKK-området	100
8.1.	Vurdering av forsyningssikkerheten uten nye tiltak.....	100
8.2.	Vurdering av forsyningssikkerheten med nye tiltak.....	114
9.	Bibliografi.....	125

Vedlegg 1. Beskrivelse av sentrale begreper

Vedlegg 2. Kort vurdering av dagens og framtidig vintervær, med fokus på kuldeperioder, for Bergensregionen

Vedlegg 3. Hva driver utviklingen i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning?

Vedlegg 4. Prisfølsomheten i elektrisitetsetterspørselen og dens betydning for strømmarkedet

Sammendrag

Bakgrunn

Olje- og Energidepartementet satte 31. august 2010 ned fire utvalg som skulle sikre en fornyet, uavhengig og grundig gjennomgang av sjøkabelalternativet i Hardanger. Utvalg 3 skulle vurdere de forsyningsmessige konsekvenser av en utsatt idriftsettelse av en ny overføringsforbindelse til BKK-området, og utrede aktuelle tiltak for å opprettholde en akseptabel sikkerhet i kraftsystemet over både kortvarige og mer langvarige situasjoner.

Dersom sjøkabelalternativet velges istedenfor luftlinjer på strekningen mellom Sima og Samnanger, vil dette forsinke utbyggingen som følge av ny konsesjonsrunde, økt tidsbruk i forbindelse med anbudsrunde, produksjon og legging av kabler, og ferdigstilling. Utvalget anslår at den totale tidsbruken fra beslutning fattes til sjøkablene kan kobles til kraftnettet vil være mellom fire og ti år, med sju år som et realistisk anslag. På denne bakgrunn vurderes forsyningssituasjonen fram mot 2020 i denne rapporten.

BKK-området er i dag forbundet med resten av det norske kraftsystemet via to hovedforbindelser. Sørfra er det en 300 kV ledning mellom Mauranger og Samnanger, mens det nordfra er en 300 kV ledning mellom Modalen og Evanger. Sammen danner disse to ledningene det som kalles BKK-snittet. Når forbindelsen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes er i drift, etter planen i 2016, vil dette snittet flyttes slik at Modalen også er innenfor BKK-snittet. I denne rapporten defineres BKK-området som det området som til enhver tid er innenfor BKK-snittet.

Ledningen sørfra (Mauranger-Samnanger) har lavest overføringskapasitet. Etter temperaturoppgradering i 2010, tåler denne ledningen en kontinuerlig overføring på 850 MW. Den kortvarige kapasiteten (det vil si i inntil 15 minutter) er noe høyere og anslås til rundt 900 MW. Dette betyr at dersom ledningen nordfra faller ut, er kapasiteten inn til BKK-området rundt 900 MW i cirka 15 minutter. Deretter må overføringen reduseres til 850 MW for å unngå at ledningen overbelastes.

Et sentralt kriterium i diskusjonen av forsyningssikkerhet er det såkalte N-1 kriteriet. Det brukes om situasjoner hvor ingen forbrukere mister forsyningen dersom en kritisk enkeltkomponent i kraftsystemet faller ut. Sentralnettet planlegges og driftes i hovedsak ut fra N-1 kriteriet. Samtidig vil det kunne oppstå situasjoner der dette kriteriet ikke kan eller bør etterleves. I enkelte vanskelige driftssituasjoner vil derfor N-1/2 eller N-0 kriteriet benyttes. N-0 innebærer at alle kunder i det aktuelle området blir mørklagt ved en kritisk feil i nettet, mens N-1/2 betyr at en forhåndsdefinert del av området automatisk kobles ut via et systemvern. Forrige vinter ble både N-0 og N-1/2 kriteriet benyttet i betydelig grad i BKK-området. Utvalget anser at en viss fleksibilitet i bruk av N-1 kriteriet er både nødvendig og hensiktsmessig, og at forsyningssituasjonen er akseptabel selv om nettet i spesielle og sjeldne situasjoner driftes med noe redusert sikkerhet.

Definisjonen av N-1 kriteriet innebærer at BKK-snittet har en kontinuerlig og en kortvarig N-1 importgrense lik henholdsvis 850 og 900 MW. Så lenge nettet er intakt kan overføringen være inntil 900 MW uten å bryte N-1 kriteriet. Dette forutsetter imidlertid at det er tilstrekkelig med ledig produksjonskapasitet innen BKK-området som kan settes i drift i løpet av 15 minutter etter at en feil oppstår. Etter forrige vinter er det installert et nytt systemvern som gjør at man kan overføre mer elektrisitet ved N-1/2 drift, noe som reduserer behovet for N-0 drift i framtida. Det er imidlertid verdt å

påpeke her at for kundene som er koblet til systemvernet kan risikoen for mørklegging være omtrent like stor ved N-1/2 og N-0 drift. For disse kundene er ikke N-1/2 nødvendigvis bedre enn N-0.

I diskusjonen av forsyningssikkerhet kan det være hensiktsmessig å skille mellom vanskelige *effektsituasjoner* og vanskelige *energisituasjoner*. Med vanskelige *effektsituasjoner* mener vi kortvarige situasjoner (enkelttimer) der det er knapphet på tilgjengelig effekt i området. Det vil si at etterspørselen etter elektrisitet overstiger summen av maksimal produksjonskapasitet og importkapasitet (gitt kontinuerlig N-1 grense). Med vanskelige *energisituasjoner* mener vi situasjoner der det kan være knapphet på energi gjennom en vintersesong. Hvis det for eksempel er lite vann i magasinene, vil produsentene være tilbakeholdne med å produsere selv om etterspørselen er høy. En vanskelig energisituasjon kan derfor føre til at importgrensen utfordres over et lengre tidsrom selv om effektsituasjonen isolert sett er tilfredsstillende.

Vinteren 2009/2010 var usedvanlig tørr og kald i BKK-området, og kraftforsyningen i området var utfordrende. Magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren var omtrent som normalt, men tilsiget i løpet av vinteren var svært lavt. Forbruket i alminnelig forsyning var klart større enn i tidligere år. Den 8. januar ble samlet maksimallast i BKK-området målt til 1 806 MW, åtte prosent høyere enn den tidligere rekorden. Utfordringen for Statnett var todelt. På den ene siden var innmeldt produksjon i BKK-området, gitt gjeldende markedspriser, for liten til å dekke etterspørselen uten å måtte bryte N-1 grensen i BKK-snittet. Dette kan Statnett løse ved å spesialregulere opp produksjonen innenfor snittet gitt at det er tilgjengelige bud i regulerkraftmarkedet. På den annen side var det etter hvert en viss risiko for at det skulle bli knapphet på vann mot slutten av vinteren, og denne risikoen ville tilta ved langvarig oppregulering av produksjonen innenfor snittet. Første halvdel av vinteren valgte Statnett spesialregulering, samtidig som nettet til tider ble driftet etter N-1/2 kriteriet. I andre halvdel av vinteren valgte Statnett å dele nettet i til sammen nesten fire uker, hvilket innebar økt overføring og N-0 drift. Statnett har også mulighet til å opprette eget anmeldingsområde for å synliggjøre knapphets-situasjonen via kraftprisene, men dette ble ikke iverksatt før midten av mars, og da for et større område enn BKK-området. Tiltaket hadde dermed nesten ingen effekt på prisene i BKK-området. Kraftforbrukerne stod derfor overfor forholdsvis lave priser gjennom hele vinteren, som på ingen måte gjenspeilet problemene i området.

Selv om forrige vinter var spesielt utfordrende, var det få timer med ren *effektknapphet* (maksimalt 25 timer). Det vil si at det var få timer at samlet forbruk oversteg summen av tilgjengelig produksjons- og importkapasitet gitt den kontinuerlige N-1 grensen i 2009/2010 (750 MW). *Energisituasjonen* var mer utfordrende og kan forklare hvorfor Statnett etter hvert valgte redusert driftssikkerhet framfor økt risiko for rasjonering og fortsatte kostnader til spesialregulering. Selv om risikoen for rasjonering var liten, vurderte Statnett at konsekvensene av dette ville vært verre enn en kortvarig mørklegging som følge av feil på nettet under N-0 eller N-1/2 drift. Etter utvalgets beregninger ble nettet drevet med redusert driftssikkerhet (N-0 eller N-1/2 drift) 700 timer vinteren 2009/2010. I etterkant kan det konstateres at det ville vært nok energi tilgjengelig til å kunne overholde N-1 kriteriet hele vinteren uten å ende opp med spesielt lave fyllingsnivåer i magasinene.

Som påpekt var fjorårets vinter uvanlig tørr og kald. Dersom energi- og effektknappheten i 2009/2010 hadde vært situasjonen i et normalår ville utvalget karakterisert forsyningssikkerheten i BKK-området som uakseptabel. Hvis imidlertid så anstrengte situasjoner forventes å opptre svært sjelden i tiden framover (under én prosent sannsynlighet per år), er forsyningssikkerheten etter utvalgets mening akseptabel.

Utviklingen i forbruk og produksjon fram mot 2020

Kraftforbruket i BKK-området kan i all hovedsak deles inn i to hovedgrupper. Den ene gruppen er alminnelig forsyning, som i dag står for om lag 70 prosent av forbruket. Den andre gruppen er petroleumsindustrien, som står for nesten 30 prosent. Denne andelen er imidlertid ventet å stige til vel 35 prosent fram mot 2020. Det er lite kraftkrevende industri i området. Totalt forbruk i BKK-området utgjør omtrent 9 000 GWh per år, og er ventet å vokse til rundt 10 500 GWh i 2020. Forbruket i vintersesongen, som i vår rapport er definert som månedene desember, januar, februar og mars, ligger rundt 4 000 GWh.

Utvalget forventer at kraftforbruket hos alminnelig forsyning i BKK-området vil vokse med omkring én prosent per år de neste ti årene (*Basis scenario*). Dette er i tråd med hva BKK Nett legger til grunn i sine prognoser, og henger sammen med en forventet befolkningsvekst på én prosent per år. Forbruket per innbygger påvirkes også av faktorer som økonomisk vekst, energieffektivisering og kraftpriser. Siden år 2000 har disse faktorene i stor grad utlignet hverandre, men det kan ikke utelukkes en merkbar økning eller reduksjon i forbruket per innbygger de neste ti årene. Utvalget vurderer derfor også konsekvensene av en raskere forbruksvekst, spesielt i vinterforbruket, nærmere bestemt et *Høy vekst scenario* med tre prosent årlig vekst i vinterforbruket hos alminnelig forsyning. Tilsvarende antakelser legges til grunn for maksimallasten (henholdsvis en og tre prosent per år i *Basis* og *Høy vekst scenario*). Bruken av elektrokjeler i BKK-området er ventet å forbli uendret eller noe lavere, delvis på grunn av økt bruk av fjernvarme.

De største enkeltkundene i BKK-området er Kollsnes prosessanlegg, Mongstad raffineri og Troll A plattformen. Forbruket ved Kollsnes, som utgjør nærmere 20 prosent av samlet kraftforbruk i BKK-området, forventes å være forholdsvis konstant de neste ti årene. Ved Mongstad raffineri forventes en økning på rundt 20 prosent. Den største økningen er planlagt på Troll-feltet. Her er det behov for økt kraftforbruk for å opprettholde gassproduksjonen når trykket i reservoaret faller, og Statoil har søkt konsesjon for to nye kabler til plattformen. Økningen i effekt- og årlig energiforbruk på Troll A forventes å være henholdsvis drøye 100 MW og 700 GWh fram mot 2020. Samlet vinterforbruk utenom alminnelig forsyning anslås å vokse med litt over 50 prosent fram mot 2020.

Kraftproduksjonen i BKK-området har tradisjonelt bestått av nesten utelukkende magasinkraft. Samlet effektkapasitet er omtrent 1 360 MW. Om vinteren er imidlertid tilgjengelig effekt lavere, og varierer rundt 1 100 MW. Magasinkapasiteten er omkring 2 800 GWh, men magasinene vil i praksis ikke kunne tømmes helt. De siste ti årene har gjennomsnittlig årsproduksjon vært cirka 5 900 GWh, mens produksjonen i vintermånedene fra desember til og med mars har ligget på noe over 2 000 GWh i gjennomsnitt. Det er ikke planlagt noen vesentlig økning i magasinkapasiteten i BKK-området de nærmeste årene, men det er planer om økt effektkapasitet fra rundt 2016. Når kraftlinjen Modalen-Mongstad-Kollsnes kommer i drift vil BKK-snittet flyttes utover til Modalen. Det betyr at magasinkraft med rundt 200 MW effekt og 450 GWh magasinkapasitet kommer innenfor snittet, og dermed øker vannkraftproduksjonen betydelig i det vi har definert som BKK-området. BKK Produksjon er den største produsenten i BKK-området, med en markedsandel på rundt 90 prosent fram til Energiverk Mongstad (EVM) kom i drift.

Kraftvarmeverket EVM, som kom i drift mot slutten av 2010, har installert to gassturbiner med kapasitet på 140 MW elektrisitet hver. Fram mot 2015 skal kun en turbin være i drift på grunn av begrenset varmebehov ved Mongstad raffineri. Det er også en viss usikkerhet omkring varmebehovet

etter 2015, og dermed også omkring oppstarttidspunktet for den andre turbinen. Med EVM i full drift vil effektkapasiteten i BKK-området om vinteren øke med rundt en fjerdedel sammenlignet med før EVM kom i drift, mens gjennomsnittlig vinterproduksjon vil øke med rundt 35 prosent (EVM vil kunne produsere 800 GWh i løpet av fire vintermåneder). I vintre med lite vann i magasinene vil EVM bidra enda mer relativt sett. Full vinterproduksjon ved EVM tilsvarer om lag 130 prosent av forventet økning i vinterforbruket i petroleumsindustrien fram mot 2020.

Kraftforbruket og -produksjonen de neste ti årene vil også avhenge av variasjoner i temperatur og tilsig. Gjennomsnittstemperaturen forrige vinter var 2,5 grader Celsius (to standardavvik) lavere enn gjennomsnittlig vintertemperatur de siste 50 årene. Vinterforbruket i alminnelig forsyning antas å øke med rundt tre prosent for hver grads reduksjon i utetemperaturen. Forbruket ved Kollsnes og på Trollfelltet kan også variere, og har dessuten en klar sesongvariasjon knyttet til etterspørselen etter gass i Europa. Prognosene for forbruk og maksimallast som er lagt til grunn tar imidlertid høyde for slike variasjoner. Sannsynligheten for at vintertemperaturen blir så lav at *samlet* vinterforbruk i BKK-området blir minst fem prosent høyere enn ved normaltemperaturer anslås til under tre prosent per år.

Tilsiget av vann til vannkraftmagasinene kan variere svært mye fra år til år. Det gjelder spesielt om vinteren – vintertilsgiet i BKK-området har variert mellom 200 og 1 800 GWh de siste 50 årene, det vil si mellom 5 og 45 prosent av samlet vinterforbruk i området. Det er videre en klar samvariasjon mellom lave temperaturer og lite vintertilsg. Ifølge Bjerknessenteret (se Vedlegg 2) er det liten grunn til å forvente økt hyppighet av kalde og tørre vintre de neste ti årene. Fyllingsgraden ved inngangen til vinteren er like viktig som tilsiget i løpet av vinteren. Fyllingsgraden i uke 48 har variert mellom 40 og 90 prosent de siste 18 årene, med et gjennomsnitt på 77 prosent. Det er ingen klar korrelasjon mellom magasinfylingsgraden i begynnelsen av vinteren og tilsiget gjennom vintersesongen.

Vurdering av kraftsituasjonen i BKK-området mot 2020 – uten nye tiltak

Forbruket og produksjonen av elektrisitet i BKK-området er ventet å vokse om lag like mye (målt i GWh) fra 2011 til 2020. Sammenlignet med fjorårets vinter er imidlertid produksjonskapasiteten økt vesentlig ved at EVM er kommet i drift. Overføringskapasiteten i BKK-snittet er økt noe siden forrige vinter, og det er installert et nytt systemvern som reduserer behovet for N-0 drift (til fordel for N-1/2 drift). Dette innebærer at kraftsituasjonen de neste ti årene kan forventes å være bedre enn vinteren 2009/2010 dersom vintertemperaturer, vintertilsg og magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren er den samme som sist vinter.

Vanskelige driftssituasjoner kan oppstå som følge av knapphet på effekt eller knapphet på energi. Forrige vinter var det som nevnt få timer med ren effektknapphet, og de neste ti årene vil det sannsynligvis være enda færre eller ingen enkelttimer med ren effektknapphet selv ved spesielt lave temperaturer. Dette kan imidlertid endre seg dersom forbruksveksten blir høyere enn antatt, hvis EVM kommer i full drift senere enn 2015, eller dersom Modalen-Mongstad-Kollsnes blir forsinket. I så fall kan det om noen år oppstå effektknapphet på spesielt kalde vinterdager. I verste fall kan effektknappheten vare en eller flere dager.

Effektknapphet innebærer ikke at forbrukere blir utkoblet, med mindre det oppstår en feil i nettet. Sannsynligheten for at det skal oppstå eller være en feil i nettet i de timene det eventuelt vil være effektknapphet er ikke særskilt større enn sannsynligheten for feil i nettet i andre driftssituasjoner. Sannsynligheten for en kombinasjon av nettfeil og effektknapphet (som ikke skyldes knapphet på energi/tomme magasiner) er naturligvis enda mindre og anslås til mindre enn én prosent i løpet av

tiårsperioden. En eventuell mørklegging som følge av en kritisk feil i nettet vil mest sannsynlig ha en kort varighet, men det kan ikke utelukkes at det blir behov for en eller flere dager med rullerende utkobling av forbrukere på dagtid.

Utvalget anser at energisituasjonen i BKK-området er mer utfordrende enn effektsituasjonen så lenge området ikke er et eget anmeldingsområde. Tilgjengelig produksjonskapasitet gjennom en vinter-sesong avhenger av magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren og tilsiget gjennom vinteren. Vintertemperaturen påvirker kraftforbruket, men dette har mindre betydning for energisituasjonen enn initial magasininfylling og vintertilslaget (som indirekte påvirkes av temperaturen). Med Energiverk Mongstad i drift har energisituasjonen blitt betydelig bedre. Produksjonen ved bruk av én turbin utgjør rundt 25 prosent av gjennomsnittlig produksjon i BKK-området forrige vinter. Utviklingen framover avhenger imidlertid av til dels usikre anslag for vekst i forbruk og produksjon, samt nettutvikling.

I normale vintre, det vil si vintre med gjennomsnittlig magasininfylling ved inngangen til vinteren og gjennomsnittlig nivå på temperatur og tilsig, vil energisituasjonen være god. Også i vintre med spesielt lite tilsig og lave temperaturer, det vil si omtrent som vinteren 2009/2010, vil energisituasjonen sannsynligvis være akseptabel dersom magasininfyllingen ved inngangen til vinteren er omtrent som normal. Det vil da i liten grad være behov for drift med redusert forsyningssikkerhet. Selv om fyllingsgraden i magasinene ved inngangen til vinteren er så lav som 60 prosent vil energisituasjonen være god i vintre med gjennomsnittlig nivå på temperatur og tilsig. Hvis det derimot er lite vann i magasinene ved inngangen til en spesielt tørr og kald vinter, kan situasjonen bli omtrent like utfordrende som sist vinter (bortsett fra behovet for N-0 drift). Sannsynligheten for at det i løpet av en tiårsperiode skal komme minst én vinter som både er spesielt tørr og kald og har en magasininfylling under 60 prosent ved inngangen til vinteren, anslås til rundt fem prosent.

Dersom kraftforbruket vokser raskere enn ventet eller EVM ikke er i full drift fra 2015, kan tørre og kalde vintre gi opphav til utfordrende energisituasjoner, selv med normal magasininfylling ved inngangen til vinteren. Det samme gjelder dersom linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes skulle bli forsinket. Hvis det i tillegg er lite vann i magasinene når vinteren begynner kan energisituasjonen bli mer utfordrende enn vinteren 2009/2010. Det vil i så fall være behov for utstrakt bruk av N-1/2 drift om dagens inndeling i anmeldelsesområder opprettholdes. Hvis både full drift ved EVM og Modalen-Mongstad-Kollsnes forsinkes, vil forsyningssikkerhet i BKK-området etter utvalgets vurdering være utilfredsstillende.

Ved N-1/2 drift er det en viss risiko for at en forhåndsdefinert del av BKK-området vil bli mørklagt, ettersom dette området automatisk blir koblet ut ved en kritisk feil i nettet. Varigheten av utkobling vil normalt være inntil en time. Unntaket er dersom feilen oppstår samtidig som det er effektknapphet og det tar mer enn en time å rette opp feilen. Sannsynligheten for dette er etter utvalgets mening svært liten og anslås til under én prosent i løpet av tiårsperioden.

Vurdering av tiltak

Forsyningssikkerheten kan forbedres gjennom ulike tiltak. Utvalget har spesielt sett nærmere på følgende tiltak:

BKK-området som eget anmeldingsområde

Gitt at BKK Produksjon ikke utnytter sin markedsrett i betydelig grad, vil et eget anmeldingsområde for BKK-området sende riktige prissignaler til kraftprodusenter og forbrukere. Dette vil stimulere til samfunnsøkonomisk bedre disponering av vannet i magasinene gitt dagens nettkapasitet, spesielt mellom høst- og vintersesongen, og til økt energieffektivisering og energisparing hos forbrukerne. Med avanserte målesystemer (AMS) på plass innen 2016 vil forbrukerne i større grad reagere på prisvariasjoner. Importkapasiteten vil bli utnyttet optimalt hele døgnet i vanskelige energisituasjoner.

Foruten at misbruk av markedsrett er forbudt, kan blant annet risiko for redusert omdømme bety at det heller ikke er aktuelt fra en økonomisk synsvinkel. Dersom utnyttelse av markedsrett skulle bli et problem, eksisterer det virkemidler for å motvirke dette. Slike virkemidler bør vurderes av konkurransemyndighetene. I tillegg til streng overvåking kan man for eksempel vurdere bruk av såkalt virtuelle kraftverk. Problem med utnyttelse av markedsrett vil dessuten også være tilstede i situasjoner hvor Statnett i stor grad benytter spesialreguleringer.

Hvis det opprettes et eget anmeldingsområde for BKK-området, vil dette etter utvalgets mening øke forsyningssikkerheten ved at sannsynligheten for mørklegging og rasjonering reduseres betydelig. Det vil likevel kunne oppstå situasjoner der det er hensiktsmessig å drifte BKK-snittet med noe redusert sikkerhet (N-1/2 drift). Det er da viktig at det er forutsigbare kriterier knyttet til når Statnett kan gå over til N-1/2 drift.

For kraftforbrukerne i BKK-området vil et eget anmeldingsområde kunne gi en privatøkonomisk kostnad i form av høyere priser i tørre og kalde vintre. Dette kan delvis bli oppveid av lavere priser i andre perioder. Tiltaket kan iverksettes umiddelbart, og er sannsynligvis samfunnsøkonomisk lønnsomt ettersom det gir samfunnsøkonomisk sett riktige priser til aktørene i området. Utvalget anbefaler derfor dette tiltaket. Samtidig bør det klargjøres under hvilke situasjoner det skal vurderes overgang til lavere driftssikkerhet enn det N-1 kriteriet tilsier. NVE er nylig blitt bedt om å vurdere framskyndet frist for installasjon av AMS i Midt-Norge, og utvalget foreslår at NVE vurderer det samme i BKK-området med den hensikt å øke forbrukernes prisfølsomhet.

Spesialregulering av forbruk

Effekt- og energiopsjoner er et tiltak som Statnett løpende vurderer. Utvalget anser at det er et visst potensial for både effekt- og energiopsjoner på forbrukssiden i BKK-området, og forutsetter at Statnett løpende vurderer bruken av slike opsjoner i dette området. Potensialet for effektopsjoner er trolig størst, mens potensialet for energiopsjoner antas å være omtrent på samme nivå som bidraget fra fjernvarme (se under). Herunder bør Statnett også vurdere hensiktsmessigheten av ordninger der flere mindre forbrukere kan gå sammen om å tilby energi- eller effektopsjoner, samt bud i RK-markedet.

Forsert utbygging av fjernvarme

Forsert utbygging av fjernvarme gjennom økt støtte eller strengere regulering er et tiltak som kan redusere vinterforbruket av elektrisitet i alminnelig forsyning med om lag 1,5 prosent, og dermed gi en svak forbedring av forsyningssikkerheten i BKK-området gitt dagens anmeldingsområder. Dersom BKK-området blir eget anmeldingsområde, kan en forsert utbygging av fjernvarme avdempe prisutslagene vinterstid. Tiltaket forutsetter en investeringsstøtte på rundt 150 millioner kroner. Forsert utbygging av fjernvarme vil også ha andre gevinster knyttet til oppfyllelse av EUs fornybarhetsdirektiv. Utvalget anbefaler at dette tiltaket vurderes nærmere.

Økt produksjonskapasitet

Potensialet for ny vind- og småkraftproduksjon er stort i BKK-området, men lønnsomheten er sannsynligvis begrenset på grunn av knapphet på overføringskapasitet ut av området i sommerhalvåret. Utvalget anbefaler at det vurderes en mindre restriktiv praksis for tilknytning av ny produksjon. Småkraftproduksjon vil imidlertid ikke kunne bidra stort i tørre og kalde vintre.

Forsterkninger av nettet

Et SVC-anlegg vil løse spenningsproblemene i BKK-snippet og kan dermed øke den kortvarige N-1 grensen med om lag 120 MW. Dette vil kunne gi en klar forbedring av energisituasjonen. Dersom dette kombineres med en forsert ombygging av ledningen mellom Mauranger og Samnanger, vil både effekt- og energisituasjonen forbedres ytterligere ved at flaskehalsen i BKK-snippet flyttes utover, noe som gjør at flere vannmagasiner kommer innenfor snippet.

Kostnadene ved et SVC-anlegg anslås til rundt 150 millioner kroner, mens en forsert ombygging av Mauranger-Samnanger antas å koste mellom 50 og 150 millioner kroner i tillegg til redusert vannverdi under ombyggingen. Et SVC-anlegg kan realiseres relativt raskt, men nytten av et slikt anlegg faller bort når Sima-Samnanger er på plass. Ombygging av Mauranger-Samnanger antas å ta flere år. Nyten av denne ombyggingen er størst i tiden fram til linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes er i drift, men den vil også ha gunstige effekter for BKK-området etter dette. Utvalget anbefaler at Statnett vurderer disse netttiltakene nærmere.

Regulering av magasindisponering

Minimumskrav til magasinfylling har etter utvalgets mening flere ulemper enn fordeler, og anbefales ikke. Spørsmålet om minimumskrav peker imidlertid på et spørsmål om produsentenes insentiver til å lagre vann er optimale. Generelt vil korrekte priser og et fullstendig sett av markeder sikre dette. Utvalgets anbefaling om etablering av BKK-området som separat anmeldingsområde må sees som et første steg for å sikre korrekte priser. Andre tiltak som kan være aktuelle, men som bør vurderes ytterligere før det er mulig å ta stilling til dem, er om det ville være hensiktsmessig om kraftkjøpere skulle ha rett på erstatning dersom de blir utsatt for rasjonering (etter rasjoneringsforskriften) og/eller om Statnett kjøper energisertifikater for vinterperiodene.

Redusert bruk av elektrisitet i Nordsjøen

En utsettelse av tilknytningen av nye prekompressorer på Troll A plattformen er et svært dyrt tiltak – kostnaden er opp mot en milliard kroner per år. Utvalget anbefaler derfor ikke dette tiltaket.

Reservekraft

Dersom det viser seg at oppstart av den andre av to gassturbiner ved EVM blir utsatt som følge av manglende varmebehov, vil forsyningssituasjonen blir mer utfordrende etter 2015. I så fall kan det vurderes å benytte den andre turbinen som reservekraft, underlagt samme reguleringer som ordinære reservekraftverk. Dette kan gjøres ved å investere i en ekstra dampturbin som absorberer og utnytter overskuddsvarme. Denne dampturbinen koster anslagsvis 500 millioner kroner og må avskrives så fort raffineriet på Mongstad har behov for den varme som denne turbinen vil bruke. Risikoen for rasjonering vil reduseres. Kostnaden ved tiltaket anses å være høy, blant annet fordi reservekraft kun skal tas i bruk ved fare for rasjonering.

Et alternativ til bruk av EVM som reservekraft er å investere i et frittstående reservekraftverk på for eksempel Kollsnes, som sannsynligvis er en bedre lokalitet enn Mongstad.. Investeringskostnadene ved et reservekraftverk med 150 MW effekt anslås til rundt en milliard kroner. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved en slik løsning er trolig høyere enn ved bruk av en allerede eksisterende gassturbin på EVM.

I likhet med et SVC-anlegg har reservekraft en funksjon kun i vanskelige energisituasjoner, og vil ikke lenger ha noen nytte når Sima-Samnanger er i drift. Begge tiltakene kan øke tilgangen på energi i betydelig grad når de først er i funksjon, men bruken av reservekraft skal og bør være svært restriktiv. Kostnadene ved reservekraft, enten på EVM eller andre steder, antas å være vesentlig høyere enn et SVC-anlegg. Utvalget anser derfor at et SVC-anlegg bør vurderes før reservekraft i BKK-området.

Hovedkonklusjoner og anbefalte tiltak

Utvalget anser at det selv uten nye tiltak mest sannsynlig vil være få timer med ren effektknapphet de neste ti årene, det vil si timer der produksjonskapasiteten i BKK-området er for liten til å dekke etterspørselen samtidig som driftssikkerheten i BKK-snittet holdes på et tilfredsstillende nivå (N-1 drift).

Videre anser utvalget at energisituasjonen kan bli mer utfordrende enn effektsituasjonen, spesielt i andre halvdel av dette tiåret. Det innebærer at dersom det ikke iverksettes nye tiltak kan det bli nødvendig med periodevis drift med redusert forsyningssikkerhet (N-1/2 drift) i spesielt tørre og kalde vintre som dessuten innledes med lite vann i magasinene. Risikoen for rasjonering er liten (anslagsvis under én prosent sannsynlighet i løpet av tiårsperioden). Dette skyldes svært lav sannsynlighet for kombinasjonen av spesielt tørre og kalde vintre, lav magasinutfylling ved inngangen til vinteren, og en langvarig feil på nettet.

Disse konklusjonene bygger på noen sentrale forutsetninger om forventet produksjon ved EVM og planlagt utbygging av kraftlinjen Modalen-Mongstad-Kollsnes. Hvis disse forutsetningene skulle vise seg å slå feil, er det økt fare for at forsyningssituasjonen i tørre og kalde vintre vil være uakseptabel.

Selv om forsyningssituasjonen uten Sima-Samnanger mest sannsynlig vil være akseptabel fram mot 2020 selv uten nye tiltak, anbefaler utvalget at enkelte tiltak iverksettes eller vurderes nærmere for å bedre forsyningssituasjonen.

Utvalget anbefaler at følgende tiltak iverksettes så snart som mulig:

1. BKK-området som eget anmeldingsområde

Videre forutsetter utvalget at Statnett fortsetter å utnytte eksisterende tiltak og virkemidler. For å utvide potensialet i og nytten av disse, anbefaler utvalget spesielt følgende:

2. Vurdere mulighetene for flere utstedere av effekt- og energiopsjoner med forbruk

Utvalget foreslår videre følgende hvis Sima-Samnanger utsettes (i uprioritert rekkefølge):

3. Vurdere framskyndet frist for installasjon av AMS i BKK-området
4. Vurdere forsert utbygging av fjernvarme
5. Vurdere konsortier som til sammen kan levere bud på 25 MW i RK-markedet
6. Vurdere mindre restriktiv praksis for tilknytning av ny produksjon
7. Vurdere SVC-anlegg, eventuelt kombinert med forsert ombygging av Mauranger-Samnanger
8. Vurdere kompensasjon ved uteblitt levering og/eller andre ordninger

Dersom linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes er på plass innen 2016 og EVM kommer i full drift fra 2015, vil forsyningssikkerheten i BKK-området med stor sannsynlighet være tilfredsstillende det neste tiåret selv om Sima-Samnanger ikke er på plass fra 2012. Det kan imidlertid ikke utelukkes utfordrende forsyningssituasjoner, for eksempel som følge av lav magasinfylling ved inngangen til en tørr og kald vinter, og utvalget anbefaler derfor at BKK-området etableres som eget anmeldingsområde så snart som mulig. Brudd på en av de to forutsetningene vil øke sannsynligheten for en krevende effekt- og energisituasjon, spesielt om det ikke settes i verk flere av de tiltakene som utvalget foreslår. Brudd på begge forutsetningene vil etter utvalgets vurdering medføre utilfredsstillende forsyningssikkerhet i BKK-området, om ikke kapasiteten på det eksisterende nettet forsterkes. Det følger også at så lenge endelige beslutninger om de to forutsetningene ikke er truffet, vil det være uklart om forsyningssikkerheten blir akseptabel i siste halvdel av tiåret.

1. Utvalgets oppnevning, bakgrunn og arbeidsmåte

1.1. Oppnevning, mandat og arbeid

1.1.1. Bakgrunn og oppnevning

Olje- og Energidepartementet satte 31. august 2010 ned fire utvalg som skulle sikre en fornyet, uavhengig og grundig gjennomgang av sjøkabelalternativet i Hardanger. Utvalg 3 skulle vurdere konsekvensene av at ferdigstillelse av en eventuell sjøkabel vil ta lenger tid enn en luftledning.

Utvalget har hatt følgende medlemmer:

- Professor Fridrik Baldursson, Universitetet i Reykjavik (leder)
- Førsteamanuensis Olvar Bergland, Universitetet for miljø og biovitenskap UMB
- Forsker Cathrine Hagem, Statistisk sentralbyrå (SSB)

Utvalgets sekretariat har bestått av Jørgen Bjørndalen (ECgroup), Ane Marte Heggedal (NTNU), Håvard Moen (ECgroup) og Knut Einar Rosendahl (SSB) (leder).

1.1.2. Utvalgets mandat

Utvalget har hatt følgende mandat:

”I OEDs vedtak av 2. juli 2010 framgår det blant annet at en viktig konsekvens av en eventuell kabelløsning vil være at en realisering av den nye overføringsforbindelsen utsettes. Dette utvalget bes foreta en nærmere vurdering av de forsyningsmessige konsekvenser av en utsatt idriftsettelse av en ny overføringsforbindelse til BKK-området.

Sompekt på i OEDs vedtak har Statnett ikke omsøkt noe kabelalternativ. En endring i utbyggingsprosjektet Sima-Samnanger fra luftspenn til sjøkabel for deler av strekningen krever en revidert eller ny konsesjonssøknad for prosjektet, med tilhørende konsekvensutredning og ny konsesjonsbehandling. I etterkant av dette vil det så måtte gjennomføres en anbudsprosess og en utbyggingsprosess.

I tillegg vil valg av sjøkabel ha konsekvenser for framdriften i spenningsoppgraderingen av forbindelsene Sauda-Samnanger og Aurland-Samnanger. Det er usikkerhet knyttet til hvor raskt en kabelløsning vil kunne realiseres. Utredningen må ta høyde for dette.

Med utgangspunkt i situasjonen i dag skal utvalget vurdere kraftforsyningen i BKK-området fram til en sjøkabel kan idriftsettes. Virkningene for forsyningssikkerheten skal særlig vurderes i forhold til risikoen for vanskelige driftssituasjoner (effekt) og i forhold til sårbarhet for variasjoner i produksjonsevnen som følge av tilsigssvikt (energi). Som en del av grunnlaget for vurderingene må det kartlegges og hensyntas i hvilken grad det normalt kan oppstå variasjoner i tilgjengelig overføringskapasitet i ulike situasjoner.

Det er usikkerhet knyttet til utvikling i nivå og sammensetning av elektrisitetsforbruket i området i årene framover. Vurderingene av virkningene på kraftsystem og forsyningssikkerhet må ta hensyn

til dette. Muligheten for og konsekvensene av kortsiktige variasjoner i elektrisitetsforbruket innenfor året som følge av temperaturendringer må kartlegges.

Ut fra vurderingene bør det utredes hvordan aktuelle tiltak for å opprettholde en akseptabel sikkerhet i kraftsystemet over både kortvarige og mer langvarige situasjoner vil virke og hva de vil koste. Utvalget skal herunder vurdere tiltak for å sikre at utfall av en eksisterende ledning ikke skal føre til utkoblinger for større befolkningsgrupper i den aktuelle perioden.

Eksempler på tiltak er opprettelsen av prisområder, energisparetiltak i BKK-området, reservekraftverk, mulighetene for økt kraftproduksjon på Mongstad, spesialreguleringer av forbruk mv. Virkninger av tvangsmessige utkoblinger og rasjonering skal gis en kort vurdering. I tillegg må det vurderes i hvilken grad aktuelle tiltak for energi- og effekteffektivisering mv kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten i perioden fram til en eventuell kabel kan idriftsettes.

Utvalget skal selv organisere sitt arbeid, og innhente den informasjon det finner nødvendig. Utvalget kan avholde møter med andre aktører, organisasjoner osv. i den grad utvalget finner det hensiktsmessig.

Utvalget skal avholde 2 kontaktmøter med Hardangerrådet og ordførerne i de berørte kommunene i bergensregionen før utredningen avgis. De 5 mest berørte kommunene Eidfjord, Ulvik, Granvin, Kvam og Samnanger inviteres med ordfører og varaordfører. Ullensvang, Odda og Jondal inviteres med ordfører. I tillegg inviteres ordførerne i Sund, Os, Fjell og byrådslederen i Bergen, samt fylkesordføreren.

Utvalget skal avgi sin rapport innen 1.2.2011. ”

1.1.3. Utvalgets arbeid

Utvalget har siden arbeidet startet i september 2010 hatt 14 utvalgsmøter av cirka en halv dags varighet. I tillegg har utvalget hatt ett møte med de tre øvrige utvalgene, og ett møte kun med Utvalg 4. Utvalget har i tillegg hatt møter med følgende aktører, faginstanser og fagpersoner:

- Statnett (flere møter)
- NVE
- BKK Nett
- Statoil
- Varmeenergigruppen (Norsk Bioenergiforening, Norsk Fjernvarme, Avfall Norge, BKK Varme)
- Sargas
- Gassnova
- Torstein Bye (leder for Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet)
- Mette Bjørndal og Endre Bjørndal (NHH/SNF)
- Einar Hope (NHH)
- Steinar Strøm (Vista Analyse)

Utvalget har også vært i kontakt med andre aktører, som for eksempel BKK Produksjon og Oljedirektoratet, og har bestilt faglige rapporter fra Bjerknæssenteret og Statistisk sentralbyrå (se egne vedlegg), samt modellsimuleringer fra Statnett og NHH/SNF. Endelig har utvalget deltatt i to fellesmøter med Hardangerrådet.

1.2. Mandattolkning og disposisjon for rapporten

Utvalgets mandat består av to hovedelementer. Det første er en vurdering av kraftsituasjonen i BKK-området, mens det andre er en vurdering av mulige tiltak som eventuelt kan gjennomføres for å bedre forsyningssikkerheten i påvente av en sjøkabel. For å vurdere nytten av slike tiltak, har utvalget analysert den framtidige kraftsituasjonen i området med og uten noen av disse tiltakene.

I mandatet står det at utvalget skal vurdere "tiltak for å opprettholde en akseptabel sikkerhet i kraftsystemet". Utvalget ser det ikke som sin oppgave å selv definere hva som er grensen for "akseptabel sikkerhet", men vil i hovedsak ta utgangspunkt i gjeldende kriterier for forsyningssikkerhet. Utvalget vil fokusere på hvordan og i hvilken grad ulike tiltak kan forbedre sikkerheten i kraftsystemet.

En viktig avgrensning er at utvalget ikke er bedt om å vurdere behovet for overføringsforbindelsen Sima-Samnanger, ei heller alternative overføringsforbindelser inn til BKK-området. Det legges til grunn for utvalgets arbeid at forbindelsen Sima-Samnanger blir realisert, men forsinket dersom sjøkabelalternativet foretrekkes.

Forsyningssikkerheten i Bergensområdet avhenger ikke bare av overføringskapasiteten inn til BKK-området (det såkalte BKK-snittet), men også av overføringskapasiteten internt i BKK-området. Utvalgets mandat er knyttet opp mot en eventuell forsinkelse av økt overføringskapasitet inn mot BKK-området. På denne bakgrunn har utvalget valgt å fokusere på BKK-snittet, og vil kun i begrenset grad berøre overføringskapasiteten internt i BKK-området. En del av tiltakene som diskuteres vil imidlertid kunne avhjelpe kapasitetsproblemer internt i BKK-området. Utvalget har ellers forutsatt at foreliggende planer for tiltak i nettet, som for eksempel forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes, gjennomføres som planlagt.

En av begrunnelsene for utbyggingsprosjektet Sima-Samnanger har vært behov for økt overføringskapasitet *ut av* BKK-området i sommerhalvåret. Økt kapasitet *ut av* BKK-området har blant annet betydning for den bedrifts- og samfunnsøkonomiske lønnsomheten av produksjonsinvesteringer i BKK-området. Dette er imidlertid ikke omtalt i mandatet til utvalget, og problemstillingen vil derfor ikke bli berørt annet enn indirekte.

Rapporten består av åtte kapitler foruten sammendrag. Kapittel 2 vurderer hvor lang tid det kan ta å realisere et sjøkabelalternativ, og legger dermed føringer for tidshorizonten utvalget legger til grunn i sine analyser. Kapittel 3 presenterer først ulike kriterier for forsyningssikkerhet, og hvordan disse praktiseres. Deretter gis en beskrivelse av overføringskapasiteten inn til (og innen) BKK-området, og variasjoner i denne. Kapittel 4 diskuterer forsyningssituasjonen vinteren 2009/2010, som danner et viktig bakteppe for diskusjonen av forsyningssituasjonen de kommende årene.

Kapittel 5 vurderer den forventede utviklingen i elektrisitetsforbruk og -produksjon innen BKK-området, mens kapittel 6 tar for seg variasjoner i forbruk og produksjon som følge av temperatur- og nedbørsvariasjoner.

Kapittel 7 beskriver og vurderer virkninger og kostnader av en rekke tiltak for å hindre utkobling av større befolkningsgrupper. Kapittel 8 vurderer forsyningssikkerheten i forhold til både vanskelige *effektsituasjoner* og vanskelige *energisituasjoner*. Her vurderes forsyningssikkerheten både med og uten noen av tiltakene vurdert i kapittel 7.

2. Anslått tid for å realisere en kabelløsning

Dersom det skal bygges sjøkabel istedenfor luftlinjer på strekningen mellom Sima og Samnanger vil dette forsinke utbyggingen av følgende årsaker. Det må søkes ny konsesjon fra NVE, som trenger tid til å behandle søknaden. På grunn av sakens kompleksitet kan man forvente at vedtaket fra NVE blir anket til OED, så behandlingstid i OED må påregnes. Etter at OED har gitt endelig konsesjon skal anbudsrunde gjennomføres før kabelen kan produseres og legges, og til sist forbindelsen Sima-Samnanger ferdigstilles.

2.1. Konsesjonsprosess

Statnett har fått innvilget konsesjon fra NVE til å bygge luftlinjer mellom Sima og Samnanger. Dersom det skal legges kabel for deler av strekningen må det søkes om ny konsesjon, men det er usikkert om det trengs ny melding. I forbindelse med søknaden må konsekvensutredninger og dokumentasjon ferdigstilles etter krav fra NVE. Statnett må gjennomføre utredninger og skaffe til veie påkrevd informasjon. Etter at Statnett har sendt inn konsesjonssøknaden vil denne bli behandlet hos NVE.

Utbyggingen av Sima-Samnanger har vakt stor interesse, både lokalt og nasjonalt. På grunn av sakens kompleksitet kan man forvente at et eventuelt vedtak fra NVE som gir konsesjon for utbygging vil bli anket til OED. Selv om saken skulle få prioritering i departementet kan man påregne noe behandlingstid der.

2.2. Anbud og utarbeidelse av kontrakt

Statnett bruker anbud ved alle større anskaffelser. Skulle en ny løsning innebære bruk av sjøkabel, er det grunn til å tro at kompleksiteten i prosjektet vil medføre en relativt omfattende og langvarig anbudsprosess, hvor det skal utarbeides et teknisk anbudsgrunnlag og hvor aktuelle leverandører vil trenge tid til å utarbeide tilbud.

2.3. Bygging og ferdigstillelse av kabelalternativ

Hardangerfjorden er dyp og strekningen som eventuelt skal legges i kabel er lang. Dette gir utfordringer på den teknologiske siden, og antall leverandører av denne typen kabler er begrenset. Investeringsaktiviteten i verden innen sjøkabler er stor, og leveringstiden vil avhenge av ordrebøkene til de eksisterende leverandører. Byggingen av selve kabelen kan ta flere år, mens selve leggingen av kabelen vil ta forholdsvis kort tid. Til sist kommer tiden det tar å installere nødvendige fasiliteter i tilknytning til kabelen, samt å teste kabelen før den kan kobles til sentralnettet og tas i bruk.

2.4. Samlet tidsestimat

Utvalget har innhentet tidsanslag for utførelse av konsesjonsprosessen fra NVE og Statnett. Her antar utvalget at behandlingen vil få prioritet i de ulike instansene. Videre har utvalget hentet informasjon fra OED for behandlingstid av en eventuell anke. Tiden for anbudsrunde og utarbeidelse av kontrakt for levering av sjøkabel baserer seg på Statnett sine tidligere erfaringer fra lignende prosjekter. For

leveringstider for kabel har utvalget innhentet informasjon fra leverandører av sjøkabler, samt fra Statnett. For ferdigstillelse av linjen har utvalget tatt utgangspunkt i Statnett sine tidligere erfaringer fra lignende prosjekter.

Tabell 2-1 viser utvalgets anslag for hvor lang tid de ulike delene kan ta.

Tabell 2-1 Anslått tid for å realisere en sjøkabelløsning. Kilde: Statnett, NVE, OED, Nexans, ABB

	Tidsanslag, år		
Prosess	Basis -	Basis	Basis +
(1) Konesjonsprosessen	1	1,5	2
(2) Anke OED	0,5	1	1,5
(3) Anbud og leveringskontrakt	0,5	1	1,5
(4) Bygging og legging av kabel	2	3	4
(5) Ferdigstillelse av linje	0,25	0,5	0,75
SUM	4,25	7	9,75

Dette vil si at en kabelløsning sannsynligvis vil ta mellom 4 og 10 år å realisere, hvor 7 år anses som et realistisk anslag. På denne bakgrunn legger utvalget til grunn i sin videre utredning at en eventuell sjøkabel vil være i drift senest i løpet av 2020, og mest sannsynlig 3 år tidligere.

3. Forsyningssikkerhet og nettkapasitet

Forsyningssikkerheten i et område er dels bestemt av den fysiske nettkapasiteten inn til området, dels bestemt av tilgangen på produksjonskapasitet (effekt og energi) i området, og dels bestemt av hvordan nettet driftes i området.

Mens det tar lang tid å endre på nett- og effekt-/energisituasjonen i området, kan driften endres raskt. Endret drift for å øke overføringskapasiteten inn til et område medfører imidlertid som hovedregel redusert forsyningssikkerhet.

Vi vil i dette kapitlet gjøre rede for kriterier for forsyningssikkerhet og beskrive hvordan disse praktiseres. Videre vil vi gå nærmere inn på overføringskapasiteten til BKK-området, og hvordan denne kan variere.

3.1. Forsyningssikkerhet

Det er vanskelig å fastslå hva som er samfunnsøkonomisk riktig nivå på forsyningssikkerhet. Bye-utvalget (Bye m.fl., 2010) konkluderer i den sammenheng med at N-1 kriteriet (se kapittel 3.1.1) ikke alltid gir riktig forsyningssikkerhet i samfunnsøkonomisk forstand, ettersom en viss fleksibilitet i ekstreme situasjoner er nødvendig. Bye-utvalget anbefaler videre at det settes i gang arbeid for å vurdere større bruk av pålitelighetsbaserte kriterier, men anser det verken som riktig eller mulig å innføre dette på kort sikt. Dette utvalget stiller seg bak Bye-utvalgets anbefaling.

Statnett drifter ikke kraftsystemet slavisk etter N-1 kriteriet, men gjør samfunnsøkonomiske vurderinger av tiltak når dette kriteriet utfordres. I slike tilfeller er estimering av forventet KILE-kostnad måten å tilnærme seg problemet på. KILE-satsene for de ulike forbruksgruppene forsøker å beskrive hvilke kostnader ulike forbrukere har når de mister strømmen. Sammen med forventet avbruddssannsynlighet gir dette en forventet KILE-kostnad som måles opp mot kostnadene ved mulige tiltak.

Statnett har imidlertid definert følgende minimumskrav til forsyningssikkerhet i kraftsystemet (Statnett, 2010):¹

- Det norske kraftsystemet skal driftes slik at enkeltutfall av linjer, kabler, transformatorer eller generatorer ikke medfører høyere strømbelastninger i nettet enn det anleggsdelene skal tåle.
- Med intakt nett skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
- Ved planlagte driftstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timers varighet.
- Etter et avbrudd skal nettet drives slik at det er liten risiko for et nytt avbrudd i samme punkt inntil avklaringer har funnet sted og nødvendige tiltak er utført.

Disse kravene bygger på Statnetts vurdering av hva som er uakseptable konsekvenser for samfunnet ved feil i nettet og overstyrer eventuelle samfunnsøkonomiske vurderinger basert på KILE-satser og utfallssannsynlighet. Kravene er forankret i det overordnede rammeverket for utviklingen av det

¹ Statnett (2010): Nettutviklingsplan 2010, kapittel 4.1.4

norske kraftsystemet slik det er formulert i energiloven og Statnetts mandat. Minimumskravene i kulepunkt to og tre ovenfor har endret seg flere ganger de siste ti årene. Dagens krav er strengere enn de historisk har vært, noe som gjenspeiler Statnetts oppfatning av at samfunnets forventning til forsyningssikkerheten er blitt større. Utvalget kjenner ikke nærmere til bakgrunnen for innstramningen, noe som gjør det vanskelig å vurdere hvorvidt dette er gjort av omdømmehensyn eller om det virkelig gjenspeiler samfunnets forventning. Generelt må man imidlertid ha forståelse for at økende avhengighet av en pålitelig kraftforsyning nettopp medfører slike innstramminger. NVE har igangsatt et arbeid med å vurdere mer spesifikke krav til forsyningssikkerhet, og tar sikte på å ha eventuelle forslag til endringer i regelverket på plass medio 2011.

3.1.1. Kriterier

Som mål på forsyningssikkerheten i kraftsystemet brukes N-x, der forsyningssikkerheten øker med økende x. Se faktaboks under for nærmere beskrivelse.

Konsekvensen av kulepunktene i starten av kapittel 3.1 er at Statnett som hovedprinsipp planlegger og drifter sentralnettet ut fra N-1 kriteriet. Dette betyr at feil på en enkelt komponent ikke skal føre til at noen mister strømmen. Statnett (2010) presiserer samtidig at ”en avgrensning og konkretisering av dette hovedprinsippet for investeringer er nødvendig, ettersom det ikke er mulig å etterleve dette kriteriet i alle sammenhenger”.² I enkelte vanskelige driftssituasjoner fraviker derfor Statnett N-1 kriteriet, og drifter nettet som N-1/2 eller N-0. I noen av disse tilfellene er ikke N-1 mulig, mens Statnett i andre tilfeller velger å fravike N-1 på bakgrunn av en samfunnsøkonomisk vurdering. I praksis gjelder dette stort sett i driftssituasjoner der noen anleggsdeler er ute av drift, enten på grunn av feil eller på grunn av vedlikehold. I områder med dårlig nettkapasitet kan man imidlertid få problemer også ved intakt nett.

Kriterier for forsyningssikkerhet:

- Kriteriet N-1 brukes om situasjoner hvor ingen forbrukere mister forsyningen dersom en enkeltkomponent i kraftsystemet faller ut.
- Kriteriet N-1/2 brukes om tilfeller hvor utvalgte forbrukere mister strømmen etter en feilhendelse. Dette skjer på en kontrollert måte ved at forbruk med lavest samfunnsøkonomisk kostnad automatisk blir koblet ut for å redde resten av forsyningen.
- Kriteriet N-0 beskriver en situasjon hvor alt forbruk i et område vil miste strømmen som følge av én feilhendelse.

Kilde: Statnett (2010)³

N-2

Dette er et svært sikkert forsyningsprinsipp. Ved N-2 tåler nettet å miste hvilken som helst kombinasjon av to kritiske komponenter samtidig uten at noen mister strømmen. Mulige kritiske

² Statnett (2010): Nettutviklingsplan 2010, kapittel 4.1.4

³ Statnett (2010): Dokumentasjon av driftsforhold inn mot BKK-området vinteren 2009-2010

kombinasjoner er svært mange. N-2 er som hovedprinsipp ikke vurdert som samfunnsøkonomisk rasjonelt i Norge i dag.

N-1

Dette er som nevnt den vanlige måten å drifte sentralnettet på.

Kraftmarkedet tar bare hensyn til kapasitetsbegrensningene mellom Elspotområdene. Det kan imidlertid også oppstå kapasitetsproblemer innenfor disse områdene. For å være sikker på at N-1 overholdes, overvåker Statnett kraftflyten i ulike snitt i kraftsystemet. Se kapittel 3.2.2 for en nærmere beskrivelse av snitt. I slike driftssituasjoner bruker Statnett spesialregulering for å opprettholde N-1.

N-1/2 og N-0

Ved forsyningssikkerhet dårligere enn N-1 vil noen forbrukere miste strømmen ved utfall av en kritisk komponent i nettet. Ved N-0 vil alle som forsynes gjennom den kritiske komponenten miste strømmen, mens en forhåndsdefinert del av forbruket mister strømmen ved N-1/2. Dette skjer ved at et systemvern (se kapittel 3.2.5) automatisk kobler bort en del av forbruket ved en kritisk feil i nettet. N-1/2 betyr at en del av forbruket har N-0 mens resten har N-1.

Ved å dele området i to og forsyne hver del med hver sin ledning kan man øke importen til området. Dette går på bekostning av forsyningssikkerheten, og hele området vil da ha N-0.

Tiden det tar før forbrukerne igjen har strømmen tilbake vil avhenge av det mørklagte områdets størrelse og om det er tilgjengelige produksjonsreserver i området. Er det ledige reserver i området vil alle kundene typisk ha strømmen tilbake i løpet av en til to timer. Noen vil imidlertid kunne få tilbake strømmen allerede etter fem til ti minutter.

3.1.2. Sammenlikning med andre områder

Når N-1 grensen utfordres i Norge gjør Statnett en samfunnsøkonomisk vurdering av hvilke tiltak som skal gjennomføres. Risikoen for et avbrudd og kostnadene ved et avbrudd vurderes opp mot kostnadene ved å gjennomføre tiltak mot avbrudd. Kostnadene ved et avbrudd er forsøkt kvantifisert ved KILE-satsene, men er vanskelige å anslå eksakt.

Ifølge Statnett er det i hovedsak to andre områder i tillegg til BKK-området som hyppig blir driftet med forsyningssikkerhet dårligere enn N-1. Det gjelder Nord-Norge nord for Ofoten og Stavanger-regionen. De siste årene har forsyningssikkerheten bak Stavanger-snittet vært dårligere enn N-1 i mellom 1 000 og 2 000 timer per år. Forrige vinter ble det installert et 100 MVA_r kondensatorbatteri i området som hevet N-1 spenningsrelatert grense fra 450 MW til 700 MW. Perioden med forsyningssikkerhet lavere enn N-1 ble derfor redusert til i overkant av 500 timer. Bruk av kondensatorbatterier eller SVC-anlegg kan bare heve overføringskapasiteten i de tilfeller der spenning er begrensende. Se kapittel 7.9 for nærmere beskrivelse av SVC-anlegg og kapittel 3.2.3 for beskrivelse av ulike kapasitetsbegrensninger.

3.1.3. Feilstatistikk og avbruddssannsynlighet

Risikoen for utkobling i BKK-området avhenger ikke bare av antall timer med N-1/2 og N-0 drift, men også av sannsynligheten for utfall på kritiske ledninger eller andre komponenter. Når nettet er delt, er kraftsituasjonen i BKK-området avhengig av 12 ledninger, med samlet lengde på litt over 400

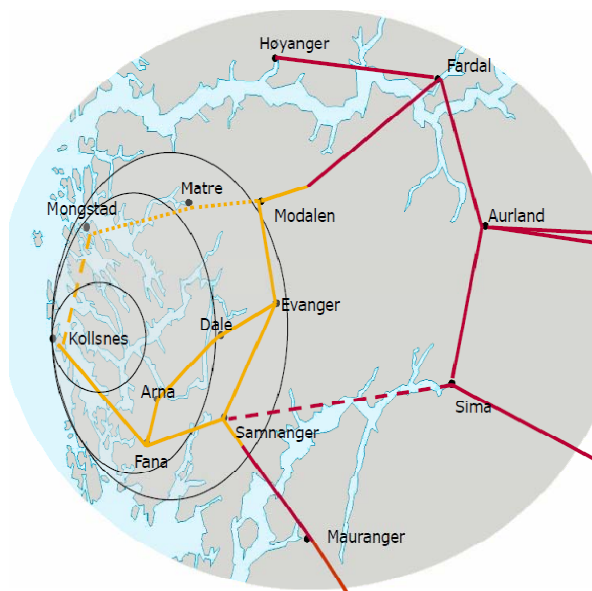
kilometer, og tilhørende stasjoner. Et utfall på en av disse ville vinteren 2009/2010 mørklagt halve BKK-området samt deler av områdene sør eller nord for BKK-området. Ved N-1/2 drift er færre ledninger kritiske. Antallet avhenger av last og produksjonssituasjonen i den aktuelle timen.

Statnett har gjort et omfattende arbeid med å kartlegge sannsynligheten for utfall av ledninger og andre komponenter basert på historiske data. Utvalget ser ingen grunn til å etterprøve de vurderingene som er gjort i forhold til dette. Vurdering av forsyningssikkerheten vinteren 2009/2010 behandles i kapittel 4.

3.2. Nettforhold

BKK-området er definert som området bak 300 kV ledningene Mauranger-Samnanger og Modalen-Evanger. Geografisk betyr det hovedsakelig Hordaland nordvest for Hardangerfjorden og en liten del av Sogn og Fjordane. Området er illustrert med den største sirkelen i Figur 3-1. Som figuren viser, er det i dag to hovedforbindelser inn til BKK-området: Fra Mauranger til Samnanger (sørfra), og fra Fardal via Modalen til Evanger (nordfra). Disse to forbindelsene definerer det såkalte BKK-snittet som forsyner hele BKK-området. En overføringsforbindelse mellom Sima og Samnanger vil øke antall overføringsforbindelser inn til BKK-området fra to til tre, og kapasiteten i BKK-snittet vil ikke lenger bli begrensende.

De to eksisterende overføringsforbindelsene har 300 kV spenning, mens Sima-Samnanger er planlagt med 420 kV. Statnett har planer om å spenningsoppgradere alle 300 kV ledningene fra Fardal til Mauranger og videre sørover til Sauda. En slik oppgradering vil være et omfattende arbeid som krever at ledningene er ute av drift i lange perioder. Oppgraderingene er derfor planlagt etter at forbindelsen Sima-Samnanger er kommet i drift for å opprettholde forsyningssikkerheten i området.



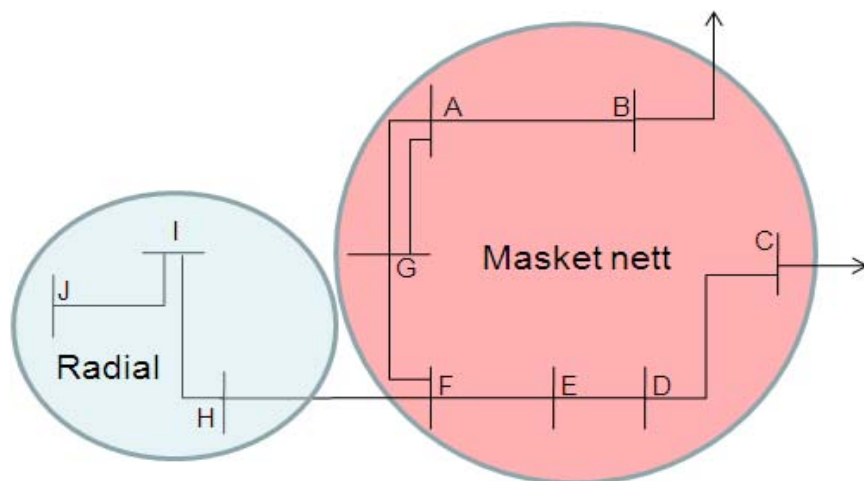
Figur 3-1 Sentrale overføringsforbindelser inn til og innen BKK-området. Kilde: BKK Nett

Innenfor BKK-snittet ligger det et annet snitt kalt Bergen-snittet. Dette er avgrenset av 300 kV ledningene Dale-Arna og Samnanger-Fana. Omtrent halvparten av vannkraftproduksjonen i BKK-området skjer utenfor Bergen-snittet, mens det meste av forbruket finner sted innenfor dette snittet.

BKK Nett har konsesjonssøkt ledninger som vil bedre forsyningssikkerheten internt i BKK-området. Det gjelder 420 kV ledningene fra Modalen via Matre til Mongstad og fra Mongstad til Kollsnes, se stiplede linjer i Figur 3-1. Disse er nærmere beskrevet i kapittel 3.2.7. Sammen med produksjonsstart ved Energiverk Mongstad (EVM) i 2010 vil disse ledningene, gitt at de bygges, avhjelpe situasjonen internt i BKK-området. Vår definisjon av BKK-området justeres da til området bak 300 kV ledningene Refsdal-Modalen og Mauranger-Samnanger (Refsdal ligger mellom Modalen og Fardal, jf. Figur 3-1).

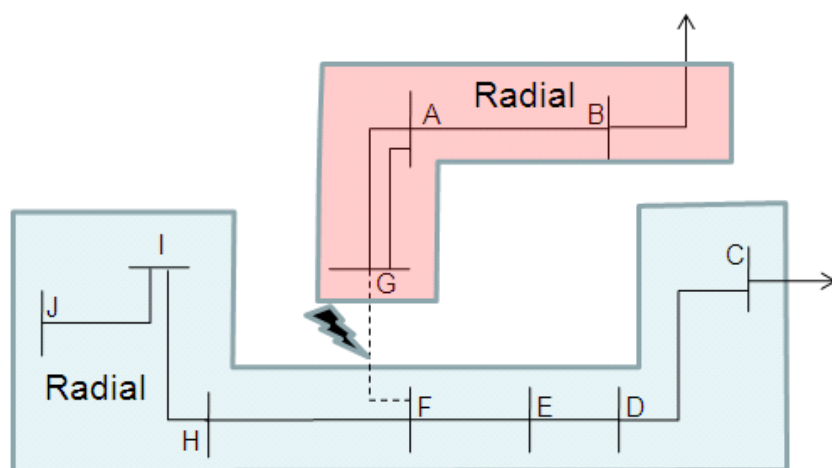
3.2.1. Maskede og radielle nett

Nettets styrke i et gitt punkt avhenger i første rekke av hvor mange ledninger som er knyttet til punktet og hvor masket punktet er. Med grad av maskethet mener vi hvor mange alternative forsyningsveier det er ut og inn av punktet. I Figur 3-2 er det punkt A og G som er mest masket mens punkt J, I og H er minst.



Figur 3-2 Masket og radielt nett

Sentralnettet er i all hovedsak et masket nett. Sammenlikner man med veinettet så er det ingen blindveier, eller radialer som det kalles i nettsammenheng, i et masket nett. I et masket område med to tilførselsledninger som for eksempel BKK-området, vil man ved å dele opp det maskede nettet bli stående igjen med to radialer/radielle forsyninger, se illustrasjon i Figur 3-3.



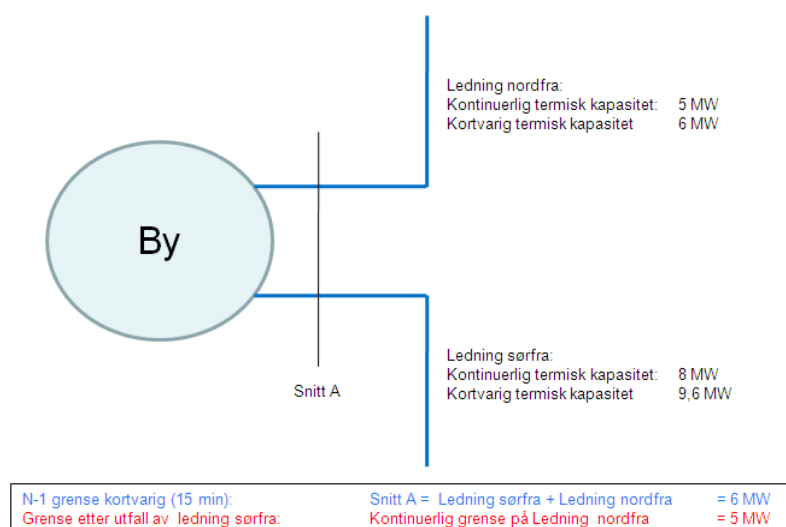
Figur 3-3 To radielle nett etter utfall eller deling av nettet

3.2.2. Snitt

For å sikre N-1 drift overvåker Statnett det de kaller ulike *snitt* for å unngå at gjenværende komponenter blir overbelastet etter et utfall. Et snitt er en kombinasjon av strømførende anleggsdeler, i hovedsak ledninger, jf. omtalen av Figur 3-1. Snittets kapasitet forteller hvor mye effekt disse til sammen kan overføre uten at kritiske komponenter blir overbelastet ved eventuelle utfall.

I kraftsystemet finnes det et nærmest ubegrenset antall snitt. Dette fordi strømmen alltid vil finne minste motstands vei fra produsent til forbruker, og når det oppstår feil på en komponent vil strømmen fordele seg på de gjenværende alternative forsyningsveier. De fleste snitt er imidlertid aldri begrensende for driften av nettet. Endringer i last, produksjon eller nett vil endre flyten i nettet og nye snitt kan ved slike endringer bli begrensende mens andre ikke lenger skaper problemer.

I forbruksområder som forsynes av to ledninger, slik som BKK-området, har man det som kalles et 100 prosent snitt. Ved utfall på den ene ledningen vil 100 prosent av effekten som før utfallet gikk på denne ledningen flytte seg over på den andre ledningen. Siden man må ta høyde for kritiske utfall vil snittet begrenses av kapasiteten på den svakeste ledningen (gitt N-1 drift).

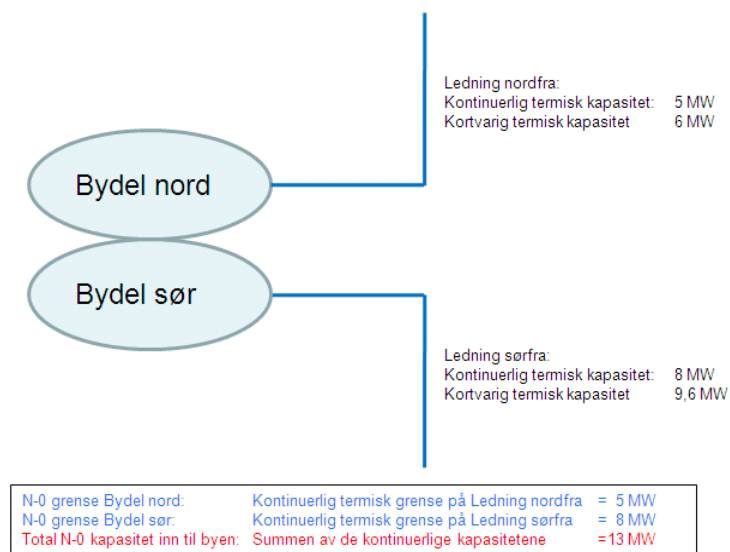


Figur 3-4 Forsyning av by med N-1

I eksempelet i Figur 3-4 er N-1 kapasiteten i snittet 6 MW så lenge det finnes produksjonsreserver innenfor snittet som i løpet av 15 minutter kan reguleres opp hvis det oppstår feil på ledningen sørfra. Dermed kan overføringen nordfra reduseres til kontinuerlig grense på 5 MW, se kapittel 3.2.3 for utfyllende forklaring.

Hvis flyten i snittet er større enn 6 MW, vil ledningen nordfra overbelastes og falle ut ved utfall av ledningen sørfra. Hele byen vil da mørklegges. Dette er en form for N-0 drift.

Hvis man ikke klarer å overholde N-1 grensen som i eksempelet i Figur 3-4 vil det være bedre å dele opp forsyningen av byen i to radialer som illustrert i Figur 3-5. En slik radiell forsyning betyr at forbrukerne ikke har alternative forsyningsledninger. Dette er svært vanlig i distribusjonsnett, ganske vanlig i regionalnettet og for produksjonsanlegg i sentralnettet, men veldig sjelden for områder med stort forbruk.



Figur 3-5 Forsyning av byen etter oppdeling av nettet

Ved deling oppstår det to bydeler som hver for seg driftes med N-0. Total overføringskapasitet inn til byen blir da mye større selv om det nå vil være den kontinuerlige grensen som gjelder for begge ledningene. I dette tilfellet vil forsyningssikkerheten være dårligere enn ved N-1 som vist i Figur 3-4 men bedre enn om N-1 grensen ikke overholdes samtidig som nettet beholdes samlet. Dette fordi et utfall nå bare berører halve byen.

3.2.3. Overføringskapasitet

Termisk kapasitets- og snittgrense

Et snitt kan være begrenset av ulike årsaker. Det vanligste er at det er den termiske kapasiteten til ledningen som begrenser overføringen. Termiske grenser settes på bakgrunn av tverrsnittet på ledningen og hvilken linetemperatur ledningen er dimensjonert for.

Linetemperaturen som en ledning er dimensjonert for angir hvor høy temperatur som tillates i linjen før linjen kommer så nær jord at det oppstår overslag. Metall utvider seg når temperaturen øker, og linene vil i en slik situasjon sige ned mot vegetasjonen under. En ledning dimensjonert for 100 °C linetemperatur har større avstand til jord enn en ledning dimensjonert for 50 °C linetemperatur. Siden

omgivelsene avkjøler ledningen, varierer den termiske kapasiteten med lufttemperaturen, og den termiske kapasiteten i et snitt varierer derfor også over året. Den termiske kapasiteten kan ikke økes på annen måte enn å bygge om ledningen eller øke avstanden til jord ved å endre forholdene under ledningen.

Ved N-1 eller N-1/2 drift settes den termiske snittgrensen ut fra såkalt kortvarig kapasitet på den begrensende ledningen. Kortvarig kapasitet innebærer at det tillates en overbelastning på 20 prosent i forhold til kontinuerlig termisk kapasitet (den maksimale effekt som ledningen tåler over lengre tid uten at linetemperaturen blir for høy) for den begrensende ledningen. Dersom overføringen etter et utfall overskrider den kontinuerlige termiske kapasitetsgrensen må tiltak iverksettes, og overføringen på ledningen må i løpet av 15 minutter reduseres til denne kontinuerlige grensen.

Årsaken til at man tillater overbelastning i 15 minutter er at ledningen ikke er maksimalt belastet før feilen inntreffer ettersom flere ledninger deler belastningen. Det tar derfor tid for metallet å bli varmet opp til den linetemperatur ledningen er dimensjonert for. Hvilken temperatur en 300 kV ledning er dimensjonert for varierer mellom 50 °C og 100 °C. Linjer kan temperaturoppgraderes ved å stramme lederne eller øke avstanden til bakken på andre måter. Dette vil øke både den kontinuerlige og den kortvarige termiske kapasiteten på ledningen.

Spenningsgrense

I noen områder og/eller ved spesielle driftsituasjoner er kapasitetsgrensen lavere enn den termiske grensen. Spenningsproblemer kan være en årsak til dette. Ved utfall av en ledning vil spenningen gjøre et sprang. I et underskuddsområde vil spenningen falle, og hvis spenningsfallet er stort nok vil det kunne føre til utfall både av generatorer og annet spenningsfølsomt forbruk. I motsetning til de termiske grensene som bare er avhengig av ledningens fysikk og lufttemperaturen, er spenningsgrensene avhengig av kraftsystemets dynamikk. Produksjons- og forbruksendringer vil derfor påvirke spenningsgrensen i et snitt.

I områder med spenningsproblemer vil reduksjon av kraftflyten før et eventuelt utfall være en måte å hindre en uønsket kjedereaksjon med flere utfall. Jo lavere overføring før utfall, jo mindre spenningsdipp. Andre tiltak er å styrke nettet med reaktiv kompensering i form av for eksempel kondensatorbatterier eller SVC-anlegg for å heve spenningen før utfall og for å hindre at spenningen faller for mye etter et utfall (se kapittel 7.9).

3.2.4. Statnetts generelle håndtering av snittproblemer

Det første Statnett normalt gjør når en kapasitetsgrense utfordres, er å spesialregulere i området for å overholde grensen. Statnett beordrer i slike situasjoner produsenter til å øke produksjonen innenfor snittet, alternativt store forbruksaktører til å redusere sitt forbruk hvis det finnes slike aktører innenfor snittet. Valg av produksjonsressurs gjøres i regulerkraftmarkedet, der billigste ressurs som avhjelper problemet blir brukt. Statnett må samtidig opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk, og i tilfeller hvor man allerede har for høy produksjon (frekvens større enn 50,0 Hz), må Statnett samtidig motregulere utenfor snittet. Dette kalles mothandel, og er en form for spesialregulering.

Statnett må også vurdere om spesialreguleringen, som i utgangspunktet er regulering av effekt i driftstimen, fører til at det over tid kan oppstå energiproblemer i området som spesialreguleres. Uten vann i magasinene vil man heller ikke ha effekt, og Statnett vil da ikke ha noen virkemidler til å

overholde snittgrensene på et senere tidspunkt. Det var slike problemstillinger Statnett etter hvert kom opp i vinteren 2009/2010 i BKK-området.

Når spesialreguleringskostnaden når en viss størrelse må Statnett vurdere om andre tiltak er mer hensiktsmessig.

Bruk av systemvern er et virkemiddel for å øke overføringen inn til området, jf. kapittel 3.2.5. I tilfeller hvor Statnett kan inngå avtaler med store forbrukere er systemvern et lite kontroversielt virkemiddel. Forbrukeren får da kompensasjon for å ha dårligere forsyningssikkerhet enn resten av forbrukerne i området. Hvis systemvernet kobler bort mer eller mindre tilfeldige forbrukere som ikke får kompensasjon er det mer kontroversielt. En slik løsning fører til at noen har forsyningssikkerhet lik N-0 mens andre har N-1 uten at dette gjenspeiles i forbrukernes nettleie.

Oppdeling av nettet ligner mye på bruk av systemvern. Dette gir også høyere overføringskapasitet men dårligere forsyningssikkerhet. Oppdeling av nettet øker kapasiteten mer enn systemvern, men medfører at flere forbrukere får N-0. For forbruket som kobles ut av et systemvern kan imidlertid deling av nettet gi bedre forsyningssikkerhet siden dette betyr at færre utfall vil mørklegge dette forbruket. Risikoen for utfall er imidlertid normalt større ved delt nett.

I verste fall kan det være nødvendig med rasjonering av vannet i et område. Dette er en svært uønsket situasjon. NVE og OED overstyrer da markedet og kan kreve at produsentene avstår energi gjennom administrativ styring av produksjonen eller ved å innføre leveringsinnskrenkninger eller roterende utkobling av forbruk. Dette er tiltak som kan være nødvendige hvis tilgjengelig produksjonskapasitet i et område ikke er tilstrekkelig for å overholde snittgrensen på den gjenværende ledningen etter et utfall. Dette var Statnetts bekymring vinteren 2009/2010.

3.2.5. Systemvern

Ved å installere systemvern kan snittgrensene og dermed overføringen til et område i noen tilfeller økes uten at nettet forsterkes. Et systemvern er et forhåndsprogrammert vern som automatisk utfører det en driftsoperatør ville gjort når et forhåndsdefinert vilkår er oppfylt. Systemvernet hindrer at forsyningen bryter sammen ved at tiltak utføres umiddelbart etter feilen. En operatør ville ikke rekke å reagere før det var for sent.

Et systemvern kan være basert på både strømmålinger, spenningsmålinger, frekvensmålinger og ledningers bryterstillinger. Når strøm- eller spenningsverdien i målepunktet når en forhåndsinnstilt verdi slår systemvernet inn. Hva systemvernet er innstilt til å gjøre varierer fra vern til vern og fra område til område. Noen steder ønsker man å koble ut produksjon, andre steder ønsker man å koble bort forbruk mens man atter andre steder ønsker å koble fra en eller flere ledninger. I de tilfeller forbruk kobles bort for å forhindre mørklegging av hele området, kalles det N-1/2 drift. Utfall vil mørklegge deler av området ved slik drift, mens mye av nettet opprettholder forsyningen.

I BKK-området er det installert flere systemvern som reagerer på ulike hendelser, og utfører ulike tiltak. Dette betyr at ved N-1/2 drift vil deler av nettet ha en forsyningssikkerhet lik N-0 (de områder som kobles bort av systemvernet) mens andre deler har N-1 (de områder som ikke kobles bort av systemvernet).

Statnett og BKK Nett har sammen installert et strømvhengig systemvern som automatisk kobler ut deler av forbruket (belastningsfrakobling, BFK) ved en kritisk feil. Dette vernet kom i drift i midten av

mars 2010. Hvis strømmen på Mauranger-Samnanger eller Modalen-Evanger overskrider 1 900 A i 0,1 sekund, en strøm som tilsvarer cirka 920 MW vil om lag 85 000 innbyggere, næringsvirksomhet og offentlig virksomhet i utvalgte deler av Bergensområdet miste forsyningen. En slik situasjon vil man bare få hvis en av de kritiske overføringslinjene skulle falle ut. Skjer et slikt utfall i maksimallasttiden, vil cirka 350 MW forbruk kobles bort. Det vil si at dersom overføringen i BKK-snittet ligger mellom 920 og opp mot 1 270 MW, er man i situasjonen karakterisert som N-1/2.

Det er også et spenningsvern i BKK-området. Dette kobler ut forbruk når spenningen kommer ned i 264 kV - 270 kV. Det kan koble bort alminnelig forbruk eller forbruk på Kollsnes, likeretteren til Troll A. Ved kritisk utfall vil sannsynligvis strømmen bli så stor på gjenværende ledning at overstrømsvernet kobler ut forbruk før spenningen kommer ned på kritisk nivå. Ved import på rundt 900 MW kan imidlertid spenningen synke under 270 kV uten at overstrømsvernet slår ut. I slike tilfeller vil det samme forbruket som nevnt i forrige avsnitt kobles ut, og situasjonen kan karakteriseres som N-1/2.

I BKK-området er det i tillegg frekvensstyrte systemvern som kobler bort ulikt prioriterte forbruk ved lav frekvens. Lav frekvens vil man få hvis man mister begge ledningene inn til området eller hvis området driftes med delt nett og den ene forsyningsledningen faller ut samtidig som produksjonen ikke klarer å levere effekt tilsvarende forbruket i det berørte nettet. I en slik situasjon har man det som kalles øydrift og området er da koblet bort fra resten av sentralnettet.

I BKK-området ligger frekvensvernene aktivert på 49,0 Hz. I situasjoner hvor underskuddet i området er stort, vil frekvensen bli lavere enn 49,0 Hz ved kritiske utfall ved N-0. Med N-1/2 drift vil ikke frekvensvernene ha noen funksjon siden de forutsetter at området skilles fra resten av kraftsystemet.

3.2.6. Begrensninger i BKK-området

Forsyningen av Bergensområdet begrenses i første rekke av BKK-snittet, og det er begrensningen i dette snittet som er grunnlaget for Sima-Samnanger. Det er imidlertid også andre flaskehalser som reduserer overføringskapasiteten i området. To av snittene ligger innenfor BKK-området, og Sima-Samnanger vil derfor ikke påvirke disse. I tillegg kan det oppstå flaskehalser før kraften kommer så langt som til BKK-snittet.

BKK-snittet

BKK-snittet er i Figur 3-1 markert som den ytterste ringen. Ved N-1 drift er den maksimale kortvarige overføringsgrensen i BKK-snittet 900 MW (15 minutter) ved 0 °C. Snittet var forrige vinter begrenset av den termiske kapasiteten på ledningene, ettersom det var lite spenningsproblemer. I løpet av sommeren/høsten 2010 ble ledningene temperaturoppgraderte og snittet er nå kortvarig begrenset av spenning. Temperaturoppgraderingene har ført til at grensene nå er økt fra 750 MW (termisk) til 850 MW (termisk) kontinuerlig og fra 880 MW (termisk) til 900 MW (spenning) kortvarig.

Ved utfall av en av de to ledningene må flyten på den gjenværende ledningen reduseres til ledningens kontinuerlige grense i løpet av 15 minutter. Det vil for Mauranger-Samnanger si 850 MW. Overføringen reduseres ved at Statnett spesialregulerer produksjonen opp eller forbruket ned i området. Det vil som oftest si at Statnett betaler kraftprodusenter, som i BKK-området i all hovedsak er BKK Produksjon, for å øke sin produksjon slik at overføringen synker ned til den kontinuerlige kapasitetsgrensen.

De siste årene har BKK-snippet i perioder vært driftet med N-1/2 og N-0, hovedsakelig som følge av revisjoner fram til vinteren 2009/2010.

Bergen-snippet

Strømforsyningen inn til Bergensområdet er ikke bare begrenset av overføringskapasiteten i BKK-snippet, men også av kapasiteten internt i BKK-området. Bergen-snippet er i Figur 3-1 markert som den midterste ringen. Overføringskapasiteten i dette snippet vil ikke endres som følge av Sima-Samnanger.

Antall timer med N-1/2 eller N-0 drift i det såkalte Bergen-snippet var over 3 000 forrige vinter (BKK Nett, 2010). De siste årene har antall timer med N-1/2 eller N-0 drift hvert år oversteget 1 000 i dette snippet. Overføringskapasiteten i Bergen-snippet ved N-1 drift er begrenset av kapasiteten på linjen Evanger-Dale-Arna, som har kortvarig termisk kapasitetsgrense på 800 MW.

For å fjerne begrensningene i Bergen-snippet har BKK Nett konsesjonssøkt Modalen-Mongstad og Mongstad-Kollsnes. Disse forventes av BKK Nett å komme i drift i henholdsvis 2014 og 2016.

Kollsnes-snippet

Den innerste sirkelen i Figur 3-1 illustrerer det såkalte Kollsnes-snippet. Gassterminalen ved Kollsnes er i dag først og fremst forsynt via 300 kV ledningen Fana-Lille Sotra-Kollsnes, men også via en svakere regionalnettsledning fra Merkesvik hvis kapasitet er begrensende. Antall timer med N-0 drift er cirka 3 000 per år. Ved utfall av ledningen fra Fana må forbruket reduseres fra normalt 350 MW til 250 MW.

Snitt utenfor BKK-området

Overføringskapasiteten inn til BKK-området vil også kunne avhenge av kraftsituasjonen i områdene rundt. Både områdene nord og sør for BKK-området kan på hver sin måte begrense kapasiteten inn til området.

Området nord for BKK-området kan deles inn i tre deler. Indre Sogn, nordøst for Fardal, har stort forbruk i form av Årdal og Sunndal verk og stor produksjon i flere kraftverk. 132 kV strengen fra Fardal til Åskåra har også relativt stort forbruk og produksjon i forhold til nettkapasiteten, der forbruket i hovedsak ligger i Høyanger, mens produksjonen er mer spredt. Det siste området er mellom Fardal og Evanger, hvor det er minimalt med forbruk, men en del produksjon.

I de tilfeller hvor produksjonen kjøres ned i dette området, oftest på natt hvor prisene er noe lavere enn på dag, kan området totalt ha underskudd. I slike tilfeller vil et snitt med Mauranger – Samnanger og Aurland – Fardal være begrensende. I forhold til forsyningssikkerheten vil dette imidlertid ikke være kritisk siden det vil være rikelig med både energi og effekt bak dette snippet. Løsningen vil derfor være å spesialregulere opp produksjonen i området.

Sør for BKK-området har det historisk vært et betydelig kraftunderskudd i det såkalte SKL-området (Sunnhordland og Nord-Rogaland), først og fremst på grunn av betydelig aluminiumsproduksjon. Underskuddet har etter byggingen av gasskraftverket på Kårstø og redusert aluminiumsproduksjon de siste årene blitt mindre. Dette har også bedret spenningsproblemene på Vestlandet generelt.

Den samlede overføringen til SKL- og BKK-området sørfra er bestemt av det en kaller Saudasnittet, og ved stort importbehov i SKL-området kan importkapasiteten inn til BKK-området bli begrenset av dette snippet. Vestlandssnittet, som består av Saudasnittet og ledningene mellom Aurland og Evanger kan også begrense på samme måte.

Dagens situasjon, med gasskraftverk på Kårstø og redusert forbruk i aluminiumsindustrien i SKL-området (om lag 200 MW og 100 MW lavere effektuttak på henholdsvis Karmøy og Husnes, begge fra mars 2009), tilsier imidlertid at kraftsituasjonen i SKL-området sannsynligvis ikke vil være en begrensende faktor for overføringskapasiteten til BKK-området i årene framover.

3.2.7. Ny forbindelse Modalen-Mongstad-Kollsnes

BKK Nett har søkt konsesjon for en 420 kV forbindelse Modalen-Mongstad-Kollsnes, jf. stiplede linjer i Figur 3-1.

Ledningen fra Mongstad til Kollsnes vil bedre forsyningssikkerheten på Kollsnes og i Bergensområdet og redusere antall timer uten N-1 drift i disse områdene. Ledningen vil også åpne for full utnyttelse av kraftproduksjonen på EVM og legge til rette for etablering av ny produksjon i området.

En forbindelse videre mellom Mongstad og Modalen (se Figur 3-1) vil øke overføringskapasiteten i Bergen-snittet og forbedre forsyningssikkerheten internt i BKK-området ytterligere. Forbindelsen vil ikke øke overføringskapasiteten i BKK-snittet mye ettersom Fardal-Hove-Refsdal-Modalen fortsatt vil være eneste forbindelse nordfra. Produksjonen i Modalen kommer imidlertid inn på riktig side av snittet, noe som er et positivt bidrag for energi- og effektbalansen i BKK-området. I perioder med N-1/2 og N-0 drift vil i tillegg risikoen for utkobling reduseres noe, ettersom utfall på ledningen mellom Modalen og Evanger ikke lenger vil være kritisk. Ifølge feilstatistikk fra BKK Nett og Statnett (Statnett, 2004) er ledningen Modalen-Evanger en av de tre ledningene med høyest forekomst av feil (det vil si av de ledningene som definerer BKK-snittet).

Alt i alt betyr dette at en forbindelse fra Modalen via Mongstad til Kollsnes både vil bedre forsyningssikkerheten og redusere sannsynligheten for, og omfanget av, utkobling i BKK-området. Dette gjelder også i perioden fram til forbindelsen Sima-Samnanger er på plass. Idriftsettelse av ledningen, som har omtrent samme dimensjoner som Sima-Samnanger, vil blant annet avhenge av konsesjonsprosessen, men kan ikke forventes ferdig før tidligst 2016.

Forsert behandling av disse ledningene er et mulig tiltak som kan avhjelpe situasjonen i BKK-området de siste årene før en eventuell kabel kommer på plass. Det kan imidlertid oppstå liknende problemer i forhold til traseer og krav til kabling også på disse ledningene selv om områdene er mindre kontroversielle enn traseen for Sima-Samnanger.

4. Kraftsituasjonen i BKK-området vinteren 2009/2010

Vinteren 2009/2010 var ekstrem hva gjelder lave temperaturer og tørt vær på Vestlandet, jf. kapittel 6. I dette kapitlet ser vi på hvordan kraftsituasjonen utviklet seg gjennom vinteren, hvilke tiltak som ble iverksatt, og vi diskuterer hvor anstrengt eller kritisk situasjonen var. Et viktig formål med denne gjennomgangen er at vurderingen av den framtidige kraftsituasjonen i kapittel 8 i stor grad vil sammenlignes med situasjonen forrige vinter.

4.1. Utviklingen i kraftsituasjonen vinteren 2009/2010

Ved inngangen til vinteren 2009/2010 var magasinforholdene i BKK-området gode, og ingenting tydet på at det skulle bli problemer med kraftforsyningen i dette området. Magasinfyllingsgraden i området var i uke 43 på 85 prosent, som er noen prosentpoeng høyere enn normalen. Ved inngangen til desember var fyllingsgraden omtrent som normal (80 prosent). Området har vanligvis en del tilsig også om vinteren siden nedbøren ofte kommer som regn i stedet for som snø.

Fra midten av desember var temperaturene i dette området unormalt lave. Dette fortsatte gjennom det meste av vinteren, og det kalde, tørre været gjorde at forbruket var betydelig høyere enn normalt, samtidig som det kom svært lite tilsig. Det er flere kraftstasjoner i området og effektkapasiteten er normalt god. Det høye forbruket førte imidlertid til at kapasitetsgrensene i BKK-snittet ble utfordret. Det høyeste forbruket ble målt om morgenen 8. januar, og da var temperaturen rundt ti minusgrader i Bergensområdet. Maksimallasten ble da målt til 1 806 MW. Til sammenligning var høyeste målte maksimallast før forrige vinter 1 669 MW. Forbruket var svært høyt hele 8. januar. I 13 timer på rad var forbruket over 1 750 MWh per time. Også resten av denne uka hadde unormalt lave temperaturer og svært høyt forbruk. Kombinasjonen av nesten full produksjonsutnyttelse og import i nærheten av kortvarig N-1 grense førte til at all kraftetterspørsel ble dekket, men det var en vanskelig driftssituasjon.

Magasinene i BKK-området er små, og går relativt fort tomme hvis kraftverkene produserer for fullt over lengre tid uten at det samtidig er tilsig til magasinene. Som nevnt over er manglende tilsig sjelden et problem i området. I starten av vinteren var det derfor vanskelig å forutse at kombinasjonen av unormalt kaldt og tørt vær skulle vedvare i mange uker, og det var derfor liten grunn til å sette i gang spesielle tiltak for å spare vann i BKK-området. Men etter hvert som været holdt seg kaldt og tørt i om lag tre måneder, førte dette til at fyllingsgraden i magasinene falt med opp til fem prosentpoeng i uka samtidig som behovet for effekt forble stort. Dermed økte faren for at det ville være for lite vann i magasinene i den såkalte vårknipa, det vil si før vårløsningen fører til økende magasinfylling (som regel i slutten av april). I så fall ville det bli vanskelig å forsyne området.

På denne bakgrunn besluttet Statnett å dele nettet 22. februar.⁴ Når nettet er delt blir den sørlige delen av BKK-området forsynt ensidig sørfra via Samnanger, mens den nordlige delen blir forsynt ensidig nordfra via Evanger. Et utfall på forbindelsen sørfra vil da mørklegge den sørlige halvdelen av BKK-området, mens et utfall på forbindelsen nordfra vil mørklegge den nordlige halvdelen. Det vil si at BKK-området driftes ut fra N-0 kriteriet når nettet er delt. Hensikten med å dele nettet er å øke importen til området uten å risikere sammenbrudd i hele BKK-nettet (og omkringliggende nett) dersom en kritisk feil oppstår. Mens nettet var delt var det ikke lenger problemer med

⁴ Statnett (2010): Dokumentasjon av driftsforhold inn mot BKK-området vinteren 2009-2010.

effektkapasiteten, og magasinene i området ble tappet saktere ned ettersom behovet for produksjon i området ble redusert på grunn av den økte importen. Derimot fører en oppdeling i dette området til at forsyningssikkerheten svekkes. Delingen av nettet ble derfor avsluttet 11. mars da værforholdene begynte å bedre seg, men ble igjen innført i perioden 17. til 24. mars da værforholdene på ny så vanskelig ut.

Mot slutten av vinteren gav kuldeperioden seg, og området endte med en magasinfyllingsgrad i vårknipa (uke 16) på 23 prosent. Kritiske nivåer for magasinfyllingsgrad regnes å være åtte til ti prosent, noe man var et godt stykke unna. Dette betyr at det var en del tilgjengelig energi i området som ikke ble brukt i løpet av vinteren. Aktørene i markedet (produsenter og Statnett) må imidlertid forholde seg til den løpende usikkerheten. Spørsmålet er om avveiningen mellom den reduserte forsyningssikkerheten ved N-0 eller N-1/2 drift og risikoen for å få mangel på vann i vårknipa ble håndtert optimalt. Dette kommer vi tilbake til nedenfor.

4.2. Markedsforhold og benyttede tiltak

Ved inngangen til vinteren 2010 var BKK-området en del av anmeldingsområde (prisområde) NO1, som da omfattet det som er vist som NO1, NO2 og NO5 i Figur 4-1. Norge bestod da av tre prisområder. I et anmeldingsområde skal kraftprisen være lik. Det betyr at kraftprisen i mesteparten av Sør-Norge unntatt Trøndelag og Møre og Romsdal var lik på dette tidspunktet. Ettersom tilgangen på kraft var relativt god i Sør-Norge som helhet, var kraftprisen i Sør-Norge (inkludert BKK-området) under 40 øre per kWh i starten av januar.

Den 11. januar ble NO1 delt i to på grunn av redusert overføringskapasitet på Oslofjordkabelen Rød-Hasle (NVE, 2010). BKK-området inngikk i det sørvestlige anmeldingsområdet som da ble kalt NO2 (NO2 pluss halve NO5 i Figur 4-1). Det var underskudd på kraft i det nye NO1 området (Østlandet), slik at dette tiltaket førte til høyere priser i NO1 enn i NO2. I det nye NO2 området (som altså inkluderte BKK-området) var det samlet sett god tilgang på kraft. Den nye inndelingen i anmeldingsområder 11. januar gav dermed ingen endrede prissignaler til aktørene i BKK-området – spotprisene holdt seg tilnærmet uendret til starten av februar. I denne perioden hadde dermed forbrukerne lite insentiver til å bruke mindre elektrisitet, og produsentene hadde små insentiver til å produsere nær kapasitetsgrensen. Dermed måtte Statnett spesialregulere opp produksjonen i BKK-området for å overholde kapasitetsgrensene i nettet (se nedenfor).

Utover i februar steg kraftprisene i NO2 (Sørlandet og Vestlandet) noe, til om lag 50 øre per kWh, men dette området hadde klart lavere priser enn resten landet helt fram til starten av mars til tross for en kritisk kraftsituasjon i BKK-området. Den 15. mars 2010 ble det opprettet et nytt anmeldingsområde kalt NO5, som omfatter en stor del av Vestlandet inkludert BKK-området (se Figur 4-1). Bakgrunnen var denne gangen knappheten på energi i dette området, og da spesielt BKK-området. Det nye anmeldingsområdet ble varslet dagen etter at nettet ble delt 22. februar. Da det trådte i kraft fra midten av mars var imidlertid problemene i BKK-området i ferd med å avta. Samtidig var den samlede tilgangen på kraft i NO5 relativt bra. Prisene i dette anmeldingsområdet, som altså inkluderer BKK-området, forble derfor like lave som i NO2, og falt utover våren.

Hele forrige vinter var BKK-området en del av et større anmeldingsområde, og gjennom mesteparten av vinteren inngikk området i et svært stort anmeldingsområde med god tilgang på kraft og tilhørende lave priser. De problemene man fikk innenfor BKK-området hadde derfor liten innvirkning på prisene i området. Sett i ettertid hadde produsentene derfor ikke særlig mye å tjene på å spare mer vann før

vinteren startet. Å definere et anmeldingsområde akkurat på BKK-snittet er et virkemiddel som Statnett vurderte, men dette ble ikke valgt vinteren 2009/2010. BKK Produksjon er nærmest eneprodusent bak dette snittet. Statnett anser det derfor som problematisk å etablere BKK-området som eget anmeldingsområde på grunn av markedsforholdene. Dermed valgte man det større området kalt NO5. Anmeldingsområder blir videre diskutert som tiltak i kapittel 7.



Figur 4-1 Anmeldingsområder mot slutten av vinteren 2009/2010 (fra og med 15. mars)

Ved interne overføringsbegrensninger innen et anmeldingsområde har Statnett muligheten til å spesialregulere forbruk eller produksjon opp eller ned (se kapittel 3 for flere detaljer). Fra 1. januar og fram til nettet ble delt 22. februar brukte Statnett cirka 35 millioner kroner på å spesialregulere opp produksjonen i BKK-området for å håndtere kapasitetsproblemene.⁵ I hele perioden fra januar til mars 2010 brukte Statnett 44 millioner kroner på spesialregulering, noe som økte produksjonen innenfor området med til sammen 204 GWh. Det vil altså si 22 øre per kWh i gjennomsnitt, som utgjør differansen mellom det Statnett betaler produsenten og prisen i regulerkraftmarkedet. Systemansvarlig skal fastsette Elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser i regional- og sentralnettet, og skal normalt fastsette separate Elspotområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område (NVE, 2010). Statnett opererer med en "tommelfingerregel" som sier at ved spesialreguleringskostnader på over 20 millioner kroner, samtidig som det ikke er tegn til endring i kapasitetsproblemene, skal Statnett vurdere opprettelse av anmeldingsområde.⁶ Dette var bakgrunnen for at Statnett 23. februar besluttet å opprette anmeldingsområdet NO5 fra og med 15. mars (se over).

Som nevnt i kapittel 3 var det ingen spenningsproblemer av betydning som begrenset importkapasiteten til BKK-området forrige vinter. Den termiske kapasitetsgrensen var tidvis høyere enn normalt på grunn av det kalde været. Kortvarig termisk kapasitetsgrense i BKK-snittet var på 880 MW, som også var den kortvarige N-1 grensen. Dette forutsetter at det finnes produksjon i området som kan brukes etter et eventuelt utfall. Som vist under var det få timer med direkte effektmangel i området, og N-1 grensen var dermed nesten hele vinteren 880 MW.

For å bedre forsyningssikkerheten ytterligere ble det satt i gang utarbeidelse av nye systemvern for området. I etterkant av forrige vinter ble det installert et såkalt BFK-vern (BFK=Belastningsfrakobling) som kobler ut bestemte forbrukere ved overlast på ledningene inn til området, se kapittel 3.

⁵ Statnett (2010): Dokumentasjon av driftsforhold inn mot BKK-området vinteren 2009-2010.

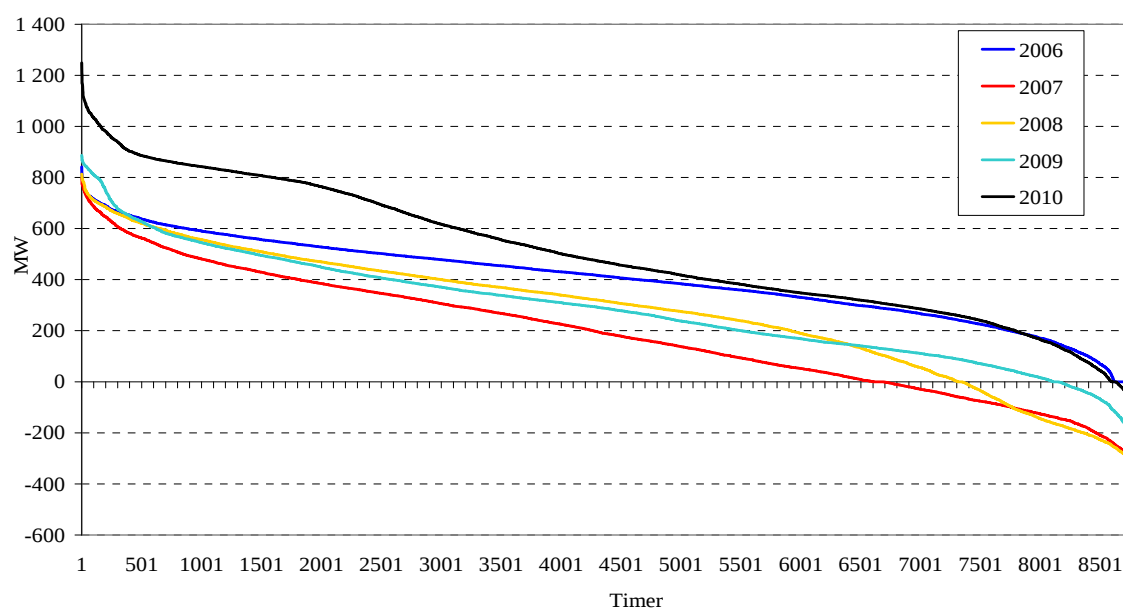
⁶ Statnett (2010): Statnetts praktisering av systemansvaret

Dette vernet gjør at man kan øke overføringen inn til området i langt større grad enn forrige vinter uten å dele nettet, og det reduserer dermed sannsynligheten for at nettet vil bli delt i framtida. Bruk av systemvernet innebærer at man drifter etter N-1/2 kriteriet, mens delt nett innebærer drift etter N-0 kriteriet. I tillegg til at færre forbrukere er utsatt ved N-1/2 enn ved N-0 drift, tar det noe kortere tid å gjenopprette nettet og forbruket ved N-1/2 drift enn ved delt nett og N-0 drift dersom det blir utfall.

For å redusere konsekvensene av en eventuell mørklegging av Bergen ble det også utarbeidet forbedrede beredskapsplaner.

4.3. Vurdering av kraftsituasjonen vinteren 2009/2010

Hvor anstrengt var kraftsituasjonen forrige vinter? Figur 4-2 viser varighetskurver for BKK-snippet for de fem siste årene. En varighetskurve viser kraftflyten i et snitt (her: BKK-snippet) i løpet av en periode (her: år), sortert etter avtakende flyt. Ved å sammenligne med N-1 grensene i snippet, får man en indikasjon på hvor bindende disse grensene har vært og hvor anstrengt situasjonen eventuelt har vært. I fjor var som nevnt kontinuerlig N-1 grense 750 MW, mens kortvarig N-1 grense var 880 MW. Figuren illustrerer at forrige vinter (øverste kurve i figuren) skilte seg klart ut fra foregående vintre. Det er liten tvil om at situasjonen i BKK-området forrige vinter var anstrengt. Vi vil nå kort vurdere i hvilken grad effekt- og/eller energisituasjonen var problematisk.



Figur 4-2 Flyt på BKK-snippet for årene fra 2006 til 2010 satt opp som varighetskurver. Kilde: Statnett

Figur 4-3 viser kraftflyten i BKK-snippet fratrasket ledig produksjonskapasitet hos BKK Produksjon innenfor snippet. Som vi ser var det få timer at denne differansen oversteg den kontinuerlige N-1 grensen på 750 MW.⁷ Dersom et utfall hadde skjedd i disse timene, ville det ikke være tilstrekkelig

⁷ Figuren er framkommet ved å ta utgangspunkt i timesdata for produksjon og døgndata for produksjonskapasitet fra BKK Produksjon, og timesdata for kraftflyt i BKK-snippet fra Statnett. Hvis vi i stedet hadde brukt timesdata for hurtigreserve fra Statnett, ville antallet timer med forbruk høyere enn mulig produksjon og linjekapasitet (kontinuerlig N-1 grense) i BKK-snippet steget til maksimalt 25 timer forrige vinter. Statnett anslår dette tallet til

produksjons- og overføringskapasitet til å dekke etterspørselen. Figuren illustrerer at slike rene effektproblemer forekom svært sjelden forrige vinter i BKK-området. Utvalget anser derfor at det kun i begrenset grad var et effektproblem (i fysisk forstand) forrige vinter. Det betyr ikke at det var uproblematisk å opprettholde balansen i området, men dette henger sammen med produsentenes tilbakeholdenhet mot å produsere, som dels skyldtes energisituasjonen (se under) og dels markedsforholdene med lave priser (se over). En kan også si det slik at i den grad man hadde effektproblemer i BKK-området, skyldtes disse i all hovedsak potensiell knapphet på energi.



Figur 4-3 Kraftflyt i BKK-snittet fratrullet ledig produksjonskapasitet i BKK-området vinteren 2009/2010, sortert etter avtagende differanse. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Statnett og BKK Produksjon*

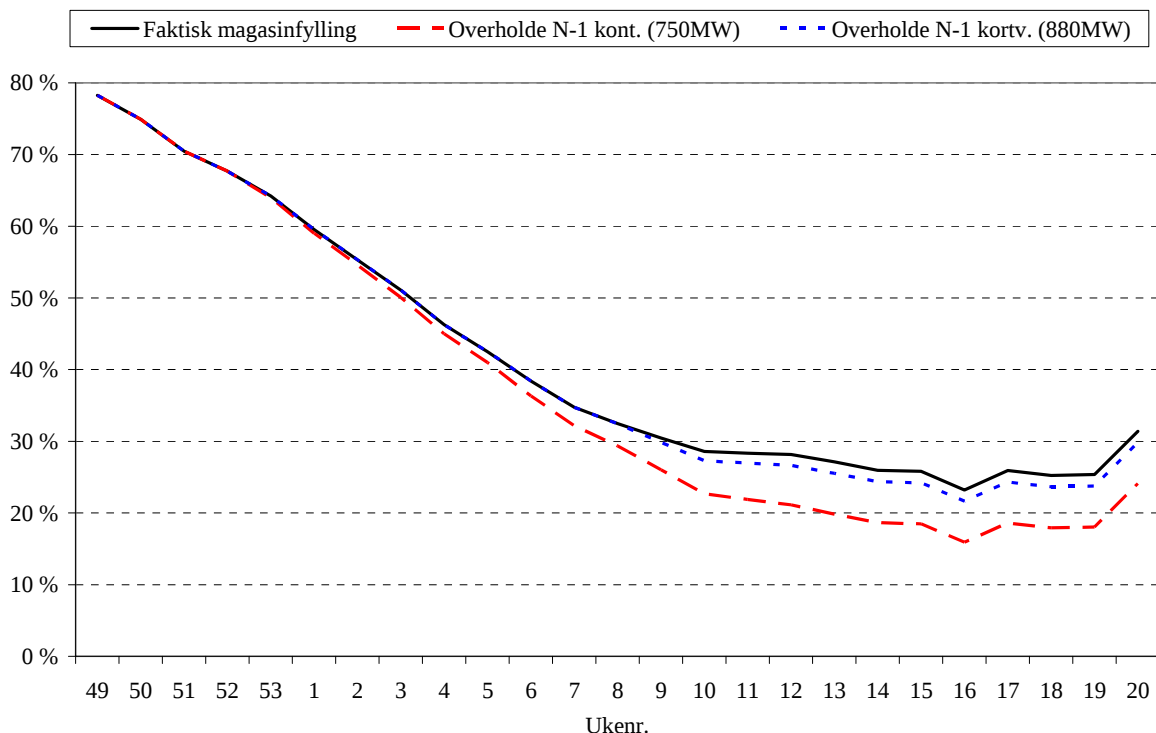
* I mangel på data er det her kun tatt hensyn til ledig produksjonskapasitet hos BKK Produksjon. Eventuell ledig kapasitet i andre kraftverk ville ha senket kurven noe.

Hva så med energisituasjonen? Magasinfyllingsgraden nådde sitt laveste nivå ved utgangen av uke 16 på 23,2 prosent. Figur 4-4 viser hvordan magasinfyllingen ville ha utviklet seg dersom Statnett gjennom hele vinteren hadde holdt overføringen under henholdsvis 750 MW (kontinuerlig N-1 grense) eller 880 MW (kortvarig N-1 grense).⁸ I så fall måtte produksjonen i området ha vært økt tilsvarende ved hjelp av spesialregulering, noe som var mulig i de aller fleste timer selv med grense på 750 MW (jf. Figur 4-3). Økt produksjon ville naturlig nok redusert vannmengden i magasinene raskere enn den faktiske utviklingen. Figuren viser imidlertid at ved overholdelse av den kortvarige N-1 grensen ville

21 timer. Disse timene utgjør kun 1,5 prosent av de timene Statnett anslår at det var N-0 eller N-1/2 drift (Statnett (2010): Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009-2010).

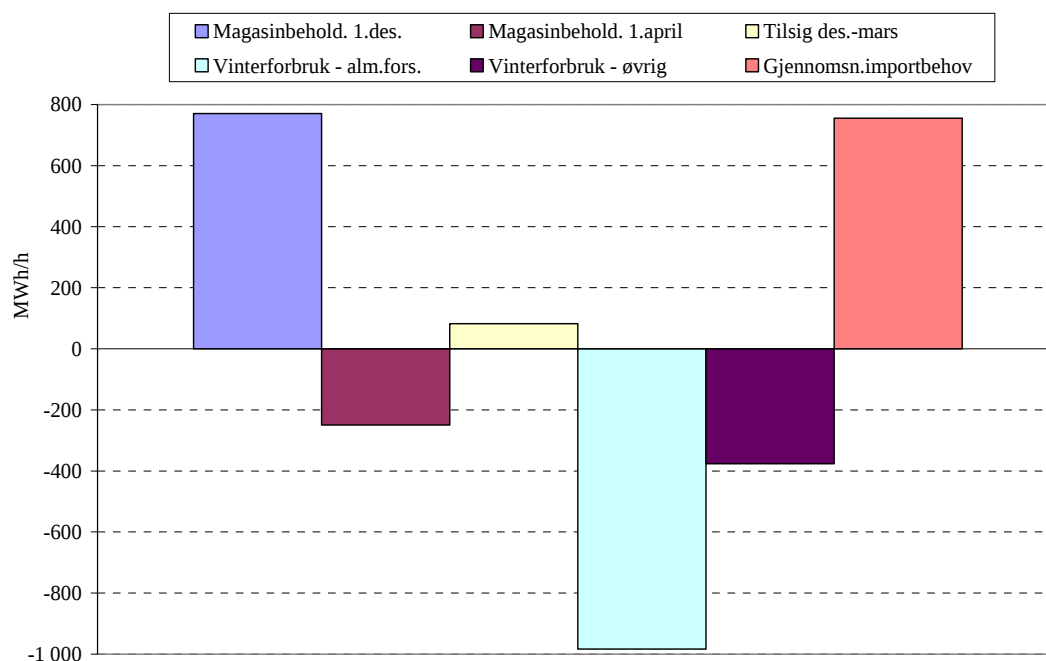
⁸ Kurven for 880 MW er beregnet slik: For hver time med faktisk overføring over 880 MW er differansen mellom faktisk overføring og 880 MW beregnet og summert for hver uke. Denne summen er et anslag på økt produksjonsbehov per uke (målt i GWh) ved å overholde grensen på 880 MW. Netto endring i magasinbeholdningen (målt i GWh) fra en uke til den neste er så justert med dette økte produksjonsbehovet. Dersom overføringen hadde vært lik 880 MW hver time fra midten av februar til oppdelingen av nettet ble avsluttet 24. mars, ville magasinfyllingen endt kun 0,2 prosentpoeng lavere enn det faktiske nivået. En slik kontinuerlig overføring på kapasitetsgrensen er enklere å realisere med eget anmeldingsområde, se kapittel 7 og 8.

magasinbeholdningen ved utgangen av vinteren (uke 16) vært 21,6 prosent, altså godt over kritiske nivåer. Til sammenligning har magasinfylleingsgraden ved utgangen av uke 16 vært lavere enn dette fire ganger siden 1993, med 9 prosent som det laveste nivået. Underveis i løpet av vinteren måtte man selvfølgelig ta høyde for usikkerhet om temperatur og tilsig fram mot våren, men risikoen for å nå kritiske magasininnivåer i vårknipa ville vært lav. Det er usikkert hvor langt ned magasinene kan tømmes før det oppstår betydelig slitasje i turbinene, men trolig ligger det ikke så mye under 10 prosent. Dersom det hadde vært satt et tak på overføringen ved 750 MW, viser figuren at magasinene ville blitt nedtappet raskere, og risikoen for en spesielt vanskelig situasjonen i vårknipa ville vært større. Å sette et tak ved kontinuerlig N-1 grense er imidlertid lite aktuelt så lenge nettet er intakt.



Figur 4-4 Magasinfylleingsgrad i BKK-snippet ved overholdelse av kortvarig og kontinuerlig N-1 grenser vinteren 2009/2010. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Statnett og BKK Produksjon

Figur 4-5 oppsummerer energisituasjonen vinteren 2009/2010 i form av et energiregnskap, der alle størrelsene er omgjort til gjennomsnittlig MWh per time (MWh/h) gjennom de fire vintermånedene. Tilgangen på energi er uttrykt ved positive størrelser i figuren, mens forbruket av energi samt ubrukt energi (magasinbeholdning ved utgangen av vinteren) er uttrykt ved negative størrelser. Produksjonen av kraft innenfor BKK-området tilsvarer differansen mellom magasinbeholdningen 1. desember og 1. april, pluss tilsiget gjennom vinteren. Forbruket er her delt inn i alminnelig forsyning og øvrig forbruk. Differansen mellom forbruk og produksjon utgjør gjennomsnittlig importbehov til BKK-området. Som figuren viser var gjennomsnittlig importbehov litt over 750 MWh/h forrige vinter, det vil si rett over den kontinuerlige N-1 grensen og nesten 130 MW under den kortvarige N-1 grensen. Figuren illustrerer også hvor liten betydning vintertilsiget hadde for fjorårets produksjon, og hvor viktig magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren var.



Figur 4-5 Energiregnskap for vinteren 2009/2010. Gjennomsnittlig MWh per time (MWh/h) for månedene fra desember til mars (2904 timer). Kilde: Egne beregninger basert på data fra ulike kilder

BKK-snippet ble driftet med redusert sikkerhet i lange perioder sist vinter. Antall timer med N-0 drift samsvarer med antall timer med delt nett, som til sammen var litt over 600 timer. Statnett (2010) anslår at det i tillegg var om lag 700 timer med N-1/2 drift første kvartal 2010.⁹ Dette inkluderer om lag 80 timer med flyt over den kortvarige N-1 grensen på 880 MW mens nettet var samlet. I resten av de nevnte 700 timene var flyten i BKK-snippet under 880 MW. Statnetts begrunnelse for at disse timene også kan karakteriseres som N-1/2 drift er tredelt:¹⁰ 1) Mangel på ledig produksjonskapasitet, 2) periodevis temperaturer over 0 grader, og 3) spenningsproblemer. Utvalget er ikke overbevist av disse argumentene, og legger derfor til grunn at antall timer med N-1/2 drift ikke var særlig høyere enn 100.¹¹ Utvalget har samtidig forståelse for at det i selve driftssituasjonen kunne være vanskelig å være sikker på om man overholdt N-1 grensen eller ikke. I tidligere år har det vært få timer med N-0 eller N-1/2 drift når vi ser bort fra revisjoner av nettet.

Gjennom hele vinteren var nettet som forsyner BKK-området intakt. Det var ingen feil som forårsaket lavere overføringskapasitet enn normalt for området. Statnett (2010) anslår basert på feilstatistikk for kritiske ledninger og stasjoner at sannsynligheten for utfall på en av disse var om lag 30 prosent i løpet av de 26 dagene med N-0 drift vinteren 2010.¹² I tillegg anslår Statnett at det var om lag 10 prosent sannsynlighet for utkobling av 85 000 innbyggere tilknyttet systemvernet under N-1/2 drift. Basert på

⁹ Statnett (2010): Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009-2010

¹⁰ Statnett (2010): Statnetts beregning av antall timer med redusert forsyningssikkerhet for BKK-området i perioden januar til mars 2010.

¹¹ Som forklart i forbindelse med Figur 4-3 var det svært få timer (maksimalt 25) med ren effektknapphet. Temperaturen, som påvirker kapasiteten til ledningene, var oftere under enn over 0 grader i de aktuelle timene, og det var dessuten mulig å redusere flyten ned mot 700 MW de aller fleste timene dersom en feil hadde oppstått (jf. Figur 4-3). Statnett har i andre sammenhenger nedtonet spenningsproblemene i BKK-snippet for vinteren 2009/2010 (se for eksempel Statnett (2010): Virkning av en SVC for overføring og overføringsgrensen inn mot BKK-området).

¹² Statnett (2010): Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009-2010.

utvalgets beregninger av antall timer med N-1/2 drift nevnt over, anser utvalget at denne sannsynligheten var 1 til 2 prosent. Utvalget anslår at samlet sannsynlighet for utfall forrige vinter dermed var noe over 30 prosent (gitt Statnetts anslag for feilstatistikk).¹³ Det var i tillegg en fare for at deler av Bergensområdet ville blitt mørklagt som følge av utfall på en av ledningene eller stasjonene innenfor BKK-snittet, men dette er et problem som Sima-Samnanger uansett ikke vil løse.

Når det skjer et utfall som fører til mørklegging ved N-0 drift, og det er tilgjengelig effektkapasitet i området, vil det normalt ta inntil to timer å gjenopprette alt forbruket i området. Ved N-1/2 drift tar det omtrent halvparten så lang tid å gjenopprette alt forbruket. I begge tilfeller er det her snakk om de som får tilbake strømmen sist. Ved en mørklegging vil man begynne å bygge opp nettet igjen ganske raskt, og forbrukerne får strømmen tilbake etter hvert som nettet kommer opp.

Oppsummeringsmessig kan vi si at tilgangen på energi i løpet av forrige vinter var klart lavere enn normalt, til tross for normal magasinbeholdning ved inngangen til vinteren. Samtidig var vinterforbruket betydelig høyere enn forventet på grunn av lave temperaturer. Effektsituasjonen var til tider utfordrende og krevde utstrakt bruk av spesialregulering, men det var få timer med ren effektknapphet gitt kontinuerlig N-1 grense. Energisituasjonen var mer utfordrende, og usikkerheten omkring tilsig og temperatur resten av vinteren gjorde at Statnett etter hvert valgte redusert driftssikkerhet framfor risiko for rasjonering i vårknipa. Det var dermed en ikke ubetydelig risiko for mørklegging av deler av BKK-området, men varigheten av en mørklegging ville med stor sannsynlighet vært kortvarig (inntil to timer). Når det gjelder faren for rasjonering var situasjonen motsatt: Selv om risikoen for rasjonering var liten, anså Statnett at konsekvensen av rasjonering ville vært større enn et kortvarig avbrudd. Det skyldes at ved rasjonering vil det være rullerende utkobling av forbrukere helt til energisituasjonen anses å være tilstrekkelig sikker. Varigheten av dette kan være mange dager, og i verste fall uker. I etterkant kan det imidlertid konstateres at det ville vært nok energi tilgjengelig til å kunne overholde N-1 kriteriet hele vinteren uten å ende opp med spesielt lave fyllingsnivåer i magasinene. Utvalget anser derfor at energisituasjonen var utfordrende men ikke kritisk. Videre kan det stilles spørsmål om hvorfor man delte nettet i midten av mars, altså sent i vintersesongen, sett i lys av magasinfyllingen på det tidspunktet.

¹³ Varigheten av en feil i nettet er i de aller fleste tilfeller kort (inntil noen få timer).

5. Framtidig utvikling i nivå og sammensetning av elektrisitetsforbruket og -produksjonen i BKK-området

Elektrisitetsforbruket i BKK-området avhenger av forbruket i både husholdninger og næringsliv, og da spesielt petroleumsindustrien. I kapittel 5.1 diskuterer vi først forventet utvikling i forbruket hos alminnelig forsyning fram mot 2020, og deretter forventet utvikling hos de store industriaktørene. Kapittel 5.2 oppsummerer dette i en samlet oppstilling av forventet utvikling i elektrisitetsforbruk og maksimallast i regionen. Kapittel 5.3 diskuterer kort forbruket av øvrige energibærere. Kapittel 5.4 går nærmere inn på eksisterende kraftproduksjon, samt planer for videre kraftutbygging i regionen, mens kapittel 5.5 presenterer en samlet oversikt over kraftproduksjon og effektilgang den kommende tiårsperioden.

5.1. Forventet utvikling i elektrisitetsforbruk og maksimallast

Dette avsnittet gjør rede for forventet utvikling i elektrisitetsforbruket og maksimalt lastuttak i alminnelig forsyning og blant de store bedriftene i regionen.

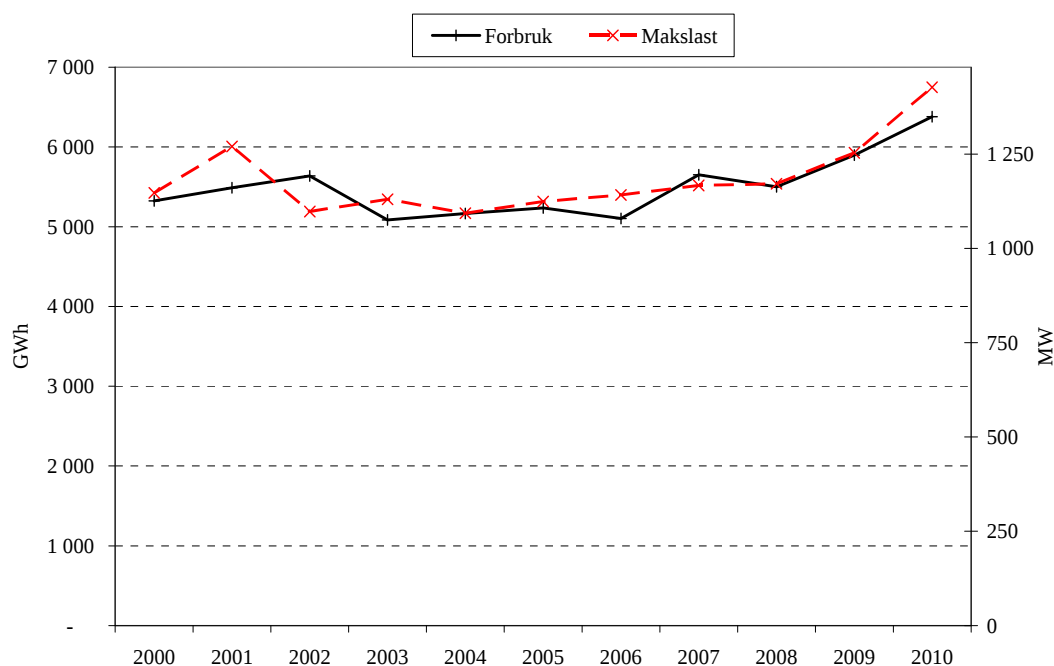
5.1.1. Alminnelig forsyning¹⁴

Historisk utvikling siden år 2000

Alminnelig forsyning omfatter elektrisitetsforbruket innen husholdninger, jordbruk og fiske, tjenesteyting, mindre industribedrifter og offentlig sektor. Fra 2000 til 2009 vokste dette forbruket med 1,3 prosent per år i gjennomsnitt i BKK-området. Dette henger sammen med befolkningsveksten i området, som har vært 1,0 prosent per år i samme periode. Målt per innbygger har dermed elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning økt svært beskjedent det siste tiåret.

Den årlige endringen i elektrisitetsforbruket i den alminnelige forsyningen i BKK-området har imidlertid variert mye fra år til år, med opp til ti prosent økning eller reduksjon fra foregående år (se Figur 5-1). Dette illustrerer at forbruksutviklingen kan ses på som en kombinasjon av en langsiktig trend, kombinert med en til dels stokastisk variasjon. Denne variasjonen kan skyldes ulike faktorer, som temperatursvingninger, prisvariasjoner (for eksempel som følge av tilsigsvariasjoner) og endringer i den økonomiske veksttakten. Temperatursvingninger er normalt den viktigste årsaken til de årlige variasjonene (se Figur 5-2), og er hovedforklaringen på at veksten i 2010 var på hele åtte prosent. Temperatureffekter blir grundigere diskutert i neste kapittel. I 2007 økte imidlertid forbruket betydelig selv om vintertemperaturen var forholdsvis høy. Dette skyldes sannsynligvis den kraftige høykonjunkturen det året. Mens befolkningsvekst trolig er den viktigste drivkraften i løpet av tiårsperioden, har den lite betydning for variasjoner i forbruket fra år til år.

¹⁴ Se også Vedlegg 3 om drivere bak utviklingen i alminnelig forsyning, skrevet av forsker Bente Halvorsen i Statistisk sentralbyrå.



Figur 5-1 Utvikling i elektrisitetsforbruket per år og maksimallast per vinterseong for alminnelig forsyning i BKK-området. Kilde: BKK Nett*

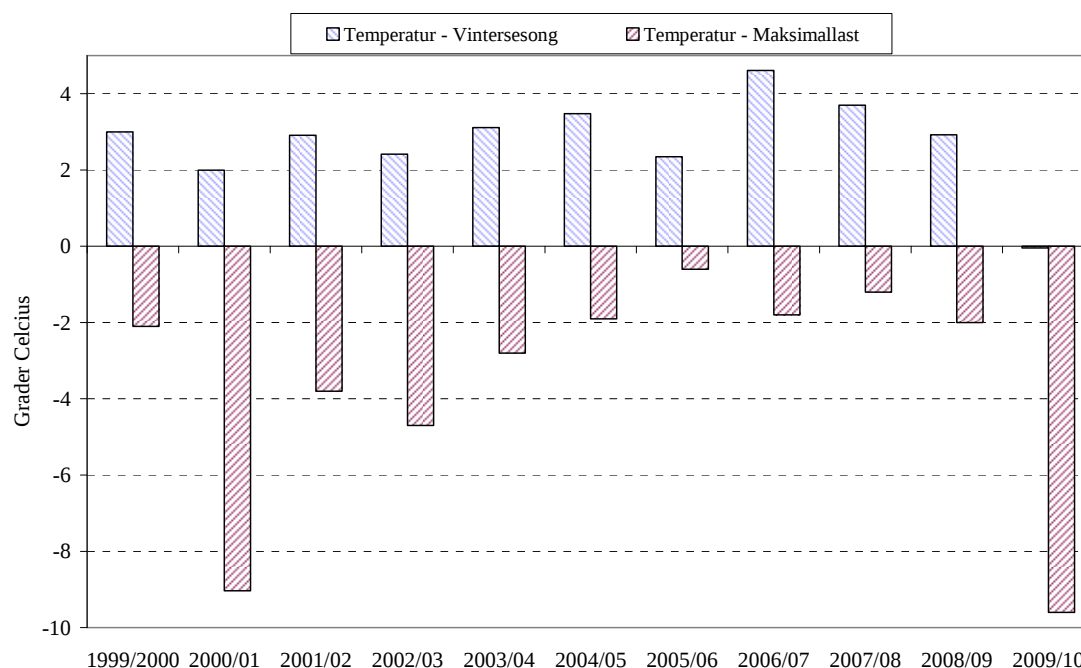
* Maksimallasten (slik den oppgis av BKK Nett) måles som høyeste last i løpet av en vinterseong. Maksimallasten i årene 2000, 2002 og 2003 fant sted i desember året før.

Det har vært en betydelig økonomisk vekst i Norge siden år 2000, og husholdningenes inntekt har økt tilsvarende. Analyser fra Statistisk sentralbyrå (se Vedlegg 4) tyder imidlertid på at inntekstelasiteten for elektrisitet er relativt liten, slik at økt inntekt bare i liten grad fører til økt elektrisitetsforbruk. En forklaring på den lave inntekstelasiteten er energieffektivisering. Bygninger er bedre isolert og husholdningsartikler har blitt mer energieffektive, samtidig som varmepumper og vannbåren varme er installert hos bedrifter og husholdninger. Energibruken per kvadratmeter i boliger har ifølge Statnett (2010) blitt redusert med nesten 15 prosent fra 1990 til 2007.¹⁵ Det er derfor grunn til å tro at høyere inntekt fører til økt etterspørsel etter energitjenester slik som oppvarming og bruk av elektriske apparater, mens energieffektivisering fører til at antall kWh elektrisitet som trengs for å levere en gitt energitjeneste faller over tid. Statnett peker dessuten på økende kraftpriser i perioden som en forklaring på tilnærmet uendret elektrisitetsforbruk per innbygger (i alminnelig forsyning). Prisfølsomheten til alminnelig forsyning er videre diskutert i kapittel 7 og 8.

Det er verdt å merke seg at veksten i forbruket har vært markert større de siste fem årene, sammenlignet med det siste tiåret sett under ett. I perioden fra 2004 til 2009 var for eksempel den årlige veksten på 2,8 prosent i gjennomsnitt. Befolkningsveksten i BKK-området har vært noe større de siste årene enn ved starten av tiåret, men dette kan bare forklare noe av økningen i forbruksveksten. Temperatur kan heller ikke forklare den høyere veksten i særlig grad (se Figur 5-2). Forbruksveksten i 2010 var også høy, selv når man korrigerer for lave temperaturer (se neste kapittel). Hvorvidt dette innebærer en ny trend, eller om det er snakk om en justering etter fallet og stagnasjonen i årene fra

¹⁵ Statnett (2010): Nettutviklingsplan 2010, kapittel 2.5

2003 til 2006, er usikkert. Det har vært en tiltakende forbruksvekst de siste årene i landet som helhet, men ikke så tydelig som i BKK-området.



Figur 5-2 Gjennomsnittlig vintersesongtemperatur og temperatur i forkant av maksimallast i perioden 2000 til 2010.
Kilde: Meteorologisk institutt og BKK Nett*

* Gjennomsnittlig vintertemperatur er målt som gjennomsnittet over månedene desember, januar, februar og mars (i samme vintersesong). Temperaturen i forbindelse med maksimallast, som er høyeste last i løpet av en vintersesong (jf. Figur 5-1), er gjennomsnittlig temperatur over siste tre døgn før maksimallast inntreffer.

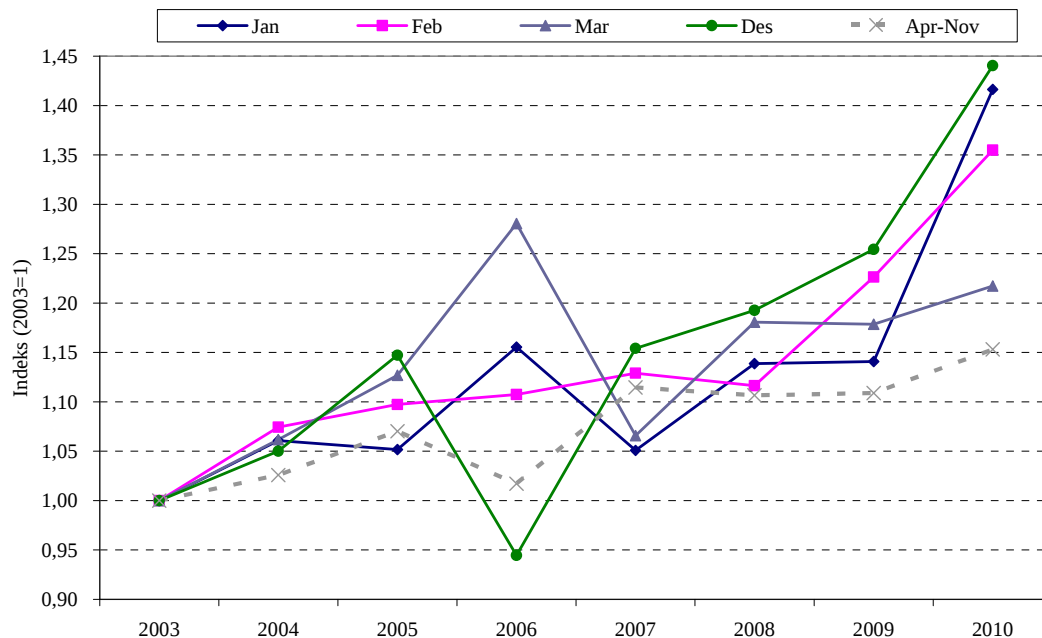
Den største forbruksgruppen innen alminnelig forsyning er husholdninger. Statistikk for forbruksvekst i Hordaland fylke fra 2000 til 2008 tilsier at forbruksveksten innen husholdninger har vært omtrent den samme som forbruksveksten i alminnelig forsyning for øvrig. Den årlige variasjonen er noe større i husholdningene enn for andre grupper innen alminnelig forsyning, noe som trolig skyldes at temperaturfølsomheten er høyere.

Årlig maksimallast hos alminnelig forsyning har i perioden fra 2000 til 2010 ligget mellom 70 og 100 prosent høyere enn gjennomsnittlig timeforbruk over året. Utviklingen i maksimallast har i stor grad fulgt utviklingen i totalforbruket i denne perioden (se Figur 5-1). Den årlige økningen til og med 2009 har i gjennomsnitt vært 1,0 prosent. I 2009 og 2010 har imidlertid maksimallasten vokst med henholdsvis 7 og 14 prosent sammenlignet med året før, det vil si en økning på 22 prosent fra 2008 til 2010. Temperaturkorrigert maksimallast har vokst mer moderat.¹⁶ En mulig forklaring den sterke

¹⁶ Temperaturkorrigering vil si at maksimallasten justeres opp eller ned avhengig av om temperaturen i forkant av maksimallasttiden (se fotnote til Figur 5-2) var mildere eller kaldere enn gjennomsnittet for årlige maksimallasttimer. I 2010 var temperaturen i forkant av maksimallasttiden betydelig kaldere enn for tidligere år, slik at temperaturkorrigert maksimallast var lavere enn faktisk maksimallast. En enkel regresjonsanalyse basert på data fra BKK Nett tilbake til 1990 (som tar høyde for trend) tilsier at maksimallasten øker med 1,8 prosent for hver grads reduksjon i temperaturen. Dette er noe høyere enn BKK Nett sin temperaturkorrigering på 1,5 prosent, men lavere enn temperaturkorrigeringen vi har anvendt for vinterforbruket (3,0 prosent – se neste

veksten de to siste årene, som blant annet er påpekt av Hafslund (2010), er den store veksten i luft-til-luft varmepumper, som kan redusere gjennomsnittsforbruket av elektrisitet gjennom året, men som har lav virkningsgrad på ekstra kalde dager når maksimallasten normalt inntreffer. Antall solgte luft-til-luft varmepumper i Norge har økt betydelig siden 2006. Et sentralt spørsmål er om de to siste årenes utvikling er ledd i en ny trend, eller om veksten vil falle tilbake til gjennomsnittet for perioden fra 2000 til 2009.

Forsyningsproblemer i BKK-området er kun relevant i vintersesongen. Det er derfor interessant å se nærmere på forbruksutviklingen i vintermånedene sammenlignet med utviklingen i årsforbruket. Forbruksveksten siden 2003 viser en noe høyere vekst i månedene desember til mars sammenlignet med resten av året (se Figur 5-3). I vintermånedene er temperaturfølsomheten ekstra sterk, noe som kan forklare den høye veksten forrige vinter. Den årlige forbruksveksten i vintersesongen fra 2003/2004 til 2008/2009 var omtrent ett prosentpoeng høyere enn for resten av året, til tross for små forskjeller i temperatur mellom disse to vintrene (se Figur 5-2). I resten av landet har det også vært en høyere forbruksvekst i vintermånedene enn i resten av året fra 2003 til 2009.



Figur 5-3 Utviklingen i elektrisitetsforbruket for alminnelig forsyning i BKK-området for de fire vintermånedene og resten av året i perioden fra 2003 til 2010. Indeks (2003=1). Kilde: BKK Nett*

*Indeksene er beregnet ut fra et datasett som omfatter mellom 80 og 90 prosent av alminnelig forsyning i BKK-området

Forventet utvikling fram mot 2020

Utviklingen i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning fram mot 2020 vil avhenge av flere viktige faktorer, der noen er mer usikre enn andre. Den kanskje viktigste faktoren er befolkningsutviklingen, og her er usikkerheten relativt liten. Statistisk sentralbyrås hovedprognose for befolkningsvekst i BKK-området antyder en vekst på cirka én prosent per år i dette området fram mot 2020. Statistisk sentralbyrå utarbeider også alternative befolkningsprognoser. Disse prognosene antyder et spenn i den årlige vekstraten på inntil 0,25 prosentpoeng. Samtidig opplyser Statistisk sentralbyrå at prognosene

kapittel). Ved temperaturkorrigering på 1,8 prosent har maksimallasten økt med fem prosent fra 2008 til 2010. Resultatet av regresjonsanalysen er anvendt i prognosene for maksimallast, jf. neste avsnitt.

med lavest og høyest vekst bygger på relativt ekstreme forutsetninger, og dermed har ganske lav sannsynlighet for å bli realisert.

Økonomisk vekst vil normalt føre til økt kraftbehov i alminnelig forsyning, men som nevnt over har denne effekten blitt utlignet av energieffektivisering og høyere kraftpriser det siste tiåret. Hva kan man forvente om utviklingen i disse tre faktorene det neste tiåret? Prognoser for norsk og internasjonal økonomi gir liten grunn til å forvente at den økonomiske veksten det neste tiåret vil avvike i særlig grad fra den samlede veksten siden år 2000. Når det gjelder energieffektivisering, tilsier politiske signaler at satsingen på dette vil fortsette i minst like stor grad som det siste tiåret, og ifølge Statnett (2010) er det fortsatt et betydelig effektiviseringspotensial i bygningsmassen i Norge.¹⁷ Det er likevel stor usikkerhet knyttet til nettopp denne faktoren, ettersom den realiserste energieffektiviseringen avhenger av det tekniske og økonomiske potensialet, forbrukernes atferd og tilgang på informasjon, og myndighetenes rammebetingelser. Kraftprisen for forbruker vil trolig fortsette å stige noe, både på grunn av stadig nærmere tilknytning til kraftmarkeder i andre land (med noe høyere priser), satsing på mer CO₂-fri og fornybar kraft (for eksempel gjennom grønne elsertifikater), og økt nettariff som følge av økt utbygging av kraftnettet.¹⁸

Samlet trekker dette i retning av at elektrisitetsforbruket per innbygger trolig vil være relativt stabilt fram mot 2020, slik at samlet forbruk i alminnelig forsyning vil vokse med rundt én prosent per år som følge av den forventede befolkningsveksten. I utvalgets *Basis scenario* legges dette til grunn. Dette er også hva BKK Nett forventer. Man kan imidlertid ikke utelukke verken høyere eller lavere forbruksvekst. På den ene siden kan stadig høyere priser og intensivert satsing på energieffektivisering føre til lavere vekst.¹⁹ På den annen side tyder de siste fem årenes forbruksutvikling på at en moderat vekst i forbruket per innbygger også er mulig.

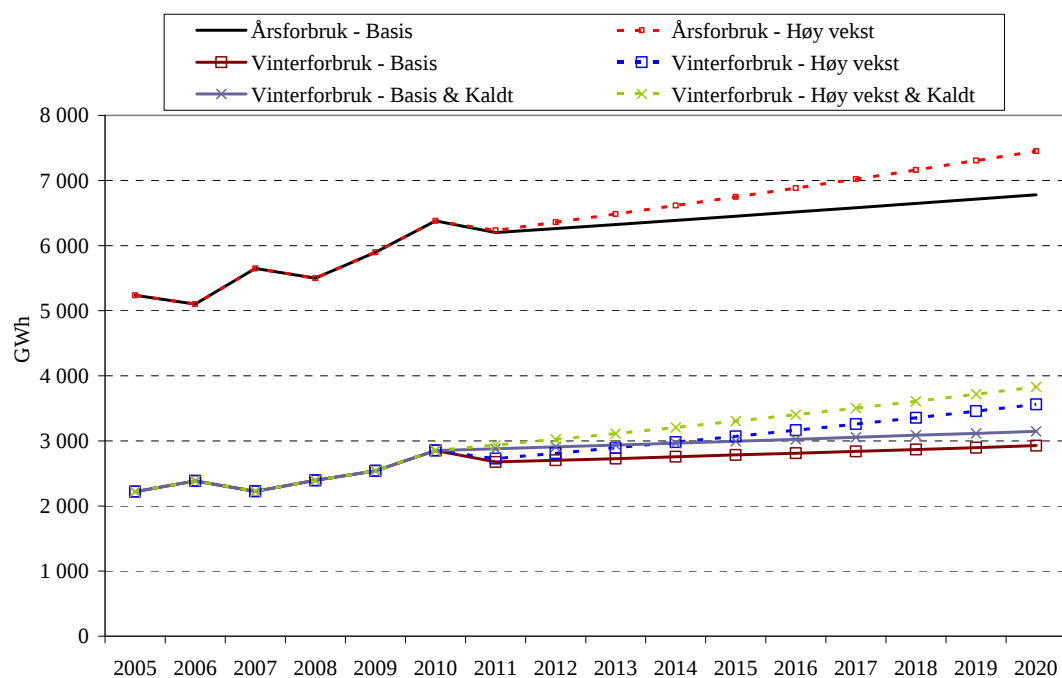
I tillegg til å vurdere kraftsituasjonen ved en forventet utvikling i forbruk og produksjon, ønsker utvalget å se nærmere på alternative men realistiske utviklingsbaner for forbruk og produksjon. Utvalgets fokus er på mulige vanskelige kraftsituasjoner, og studerer derfor kun effekter av *høyere* enn forventet vekst i forbruket (selv om sannsynligheten for *lavere* enn forventet vekst kan være like stor). Nettutvikling og planlegging av tiltak i kraftmarkedet må også ta høyde for at forbruket kan bli høyere enn forventet. I det alternative scenarioet, som vi kaller *Høy vekst scenario*, legger vi til grunn at veksten i forbruket per innbygger blir én prosent per innbygger, slik at totalforbruket i alminnelig forsyning stiger med to prosent per år (i stedet for én prosent per år, som i *Basis scenario*).

Fra år til år vil selvfølgelig forbruket fortsette å variere, slik det også har gjort de siste årene, med opp til ti prosent endring fra år til år i perioden fra 2000 til 2010. Temperaturvariasjoner vil være den viktigste faktoren bak disse variasjonene. Sammenhengen mellom temperatur og forbruk kommer vi tilbake til i neste kapittel. Husholdninger og andre mindre kunder har i dag liten mulighet til å reagere på kortsiktige prisvariasjoner. Med teknologiutvikling og toveiskommunikasjon vil forbrukerne få større muligheter til å reagere på prisendringer, noe som kan dempe de årlige variasjonene i forbruket i større grad enn vi har sett det siste tiåret. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 7.

¹⁷ Statnett (2010): Nettutviklingsplan 2010, kapittel 2.5

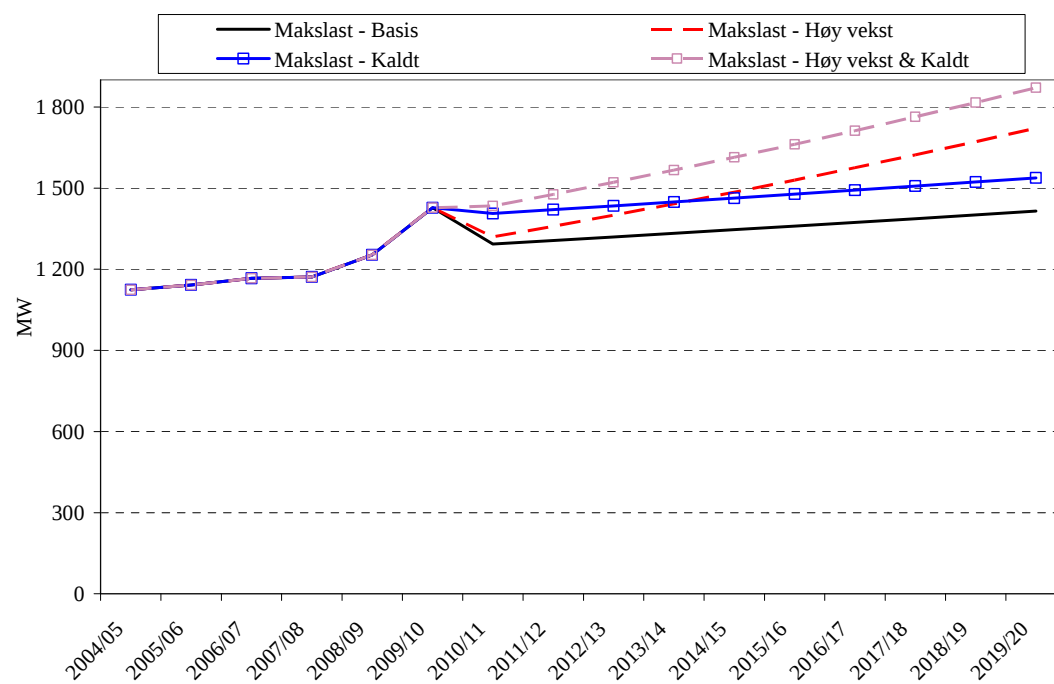
¹⁸ Satsingen på fornybar kraft kan riktignok gi et økt tilbud av kraft i Norge, som uten økt overføringskapasitet mot utlandet kan gi reduserte markedspriser på kraft. Ettersom industrien slipper å betale for grønne sertifikater, vil alminnelig forsyning trolig stå overfor økte sluttbrukerpriser som følge av et grønt sertifikatmarked (gitt tilstrekkelig overføringskapasitet mot utlandet).

¹⁹ Økt satsing på energieffektivisering og andre tiltak diskuteres i kapittel 7.



Figur 5-4 Utvikling i elektrisitetsforbruket for alminnelig forsyning i BKK-området fram mot 2020. Basis scenario og Høy vekst scenario ved normaltemperatur og lave temperaturer. Kilde: BKK Nett og egne beregninger*

* Med normaltemperatur menes gjennomsnittstemperatur siste 50 år. Med lave temperaturer menes nedre grense i 95 prosent konfidensintervall. For vinterforbruk er det brukt data for månedene fra og med desember til og med mars i samme vintersesong.



Figur 5-5 Utvikling i maksimallasten for alminnelig forsyning i BKK-området fram mot 2020. Basis scenario og Høy vekst scenario ved normaltemperatur og lave temperaturer. Kilde: BKK Nett og egne beregninger*

* Med normaltemperatur menes gjennomsnittstemperatur siste 50 år. Med lave temperaturer menes nedre grense i 95 prosent konfidensintervall. Maksimallast er maksimalt timeforbruk i løpet av samme vintersesong.

Som nevnt over har veksten i maksimallast vært omtrent lik veksten i forbruk siden år 2000, men noe høyere de siste to årene. Samtidig har forbruksveksten i vintermånedene vært noe høyere enn for resten av året. I utvalgets *Høy vekst scenario* legges det derfor til grunn ett prosentpoeng høyere vekstrate for vinterforbruket og maksimallast (temperaturjustert) enn for årsforbruket. Det vil si at maksimallast og vinterforbruk vokser med tre prosent per år i *Høy vekst scenario*. I utvalgets *Basis scenario* antas det samme vekst i maksimallasten og vinterforbruket som i årsforbruket, det vil si én prosent per år.

BKK Nett har prognoser for elektrisitetsforbruket hos noen enkeltbedrifter innen alminnelig forsyning. Disse prognosene tilsier ingen justering av antakelsene om forbruksvekst nevnt over.

Figur 5-4 og Figur 5-5 illustrerer utviklingen i årsforbruk og maksimallast i BKK-området i utvalgets *Basis scenario* og *Høy vekst scenario*. For 2011 er det først beregnet temperaturkorrigert forbruk og maksimallast for 2010, og deretter er vekstanslagene nevnt over anvendt. Dette forklarer nedgangen fra 2010 (som var spesielt kald) til 2011 når normaltemperaturer legges til grunn. Figurene viser også utviklingen i vinterforbruk og maksimallast ved spesielt lave temperaturer (nedre grense i et 95 prosent konfidensintervall).²⁰ Disse illustrerer at det i praksis vil være betydelige fluktuasjoner i forbruk og maksimallast, slik det har vært historisk (jf. Figur 5-1). Dette kommer vi tilbake til i neste kapittel.

5.1.2. Store bedrifter og anlegg

Noen store bedrifter og anlegg forbruker mye elektrisitet i sin virksomhet. Deler av forbruket er sesongbetont men noen anlegg har forholdsvis konstant forbruk gjennom året. I dette delkapitlet introduserer vi de store forbrukerne av elektrisitet i BKK-området. Vi ser nærmere på historisk forbruk og prognoser for forbruk de kommende ti årene. Installasjoner i Nordsjøen omtales i neste delkapittel.

Kollsnes prosessanlegg

Prosessanleggene på Kollsnes i Øygarden vest for Bergen behandler gassen fra feltene Troll, Kvitebjørn og Visund. Anleggene kan behandle inntil 143 millioner standard kubikkmeter (Sm3) naturgass i døgnet. Gjennom en rørledning er anleggene på Kollsnes knyttet til anleggene på Mongstad, der våtgass fra Kollsnes fraksjoneres til propan, butan og nafta. Tørrgassen sendes gjennom rørledninger til Europa.

Gass transporteres ved at gassen forflytter seg dit hvor trykket er lavest. Det brukes elektrisitet til å danne det trykket man ønsker i rørledningene. Fra Kollsnes forsynes dessuten Troll A plattformen med strøm gjennom to likestrømskabler (DC) og en vekselstrømkabel (AC) (se nærmere omtale i kapittel 5.1.3).

Det samlede effektuttaket på Kollsnes er i dag på maksimum 370 MW. Av det samlede effektuttaket dekker cirka 280 MW drift av Kollsnes prosessanlegg mens cirka 90 MW forsyner Troll A.

Forbruket av elektrisitet på Kollsnes prosessanlegg har sesongvariasjon, hvor uttaket er høyest om vinteren og lavest om sommeren. I perioden 2007 til 2010 har forbruket ved Kollsnes gjennom vintersesongen vært 44 prosent av totalforbruket gjennom året mens forbruket gjennom

²⁰ For maksimallast er det brukt metoden forklart i fotnote 16. For forbruk henvises det til nærmere forklaring i neste kapittel.

sommermånedene har vært 24 prosent av totalforbruket gjennom året.²¹ På kontinentet brukes gass blant annet til oppvarming, og etterspørselen er derfor høyere i vintermånedene sammenlignet med sommermånedene. Dette avspeiler seg i at behovet for prosessering og transport av gass er høyere i vintermånedene, og dermed er også elektrisitetsforbruket på Kollsnes høyere.

Forventet utvikling av energiuttaket ved Kollsnes tilsier at det i noen år vil være mindre sesongvariasjon i energiuttaket fram mot 2020 når man sammenligner med historisk sesongvariasjon. Forbruket ved Kollsnes styres i stor grad av gassutvinningen ved Troll A. Den endrede sesongvariasjonen kommer som følge av redusert trykk i Troll-feltet før 3. og 4. prekompressor installeres ved Troll A, og i tilknytning til åpning av ytterligere gassfelt ved Troll.

Anlegget på Kollsnes kan stenges ned i korte perioder. Dette forutsetter at perioden ikke blir så lang at det påvirker gassleveranser til kunder og dermed eventuelle brudd på leveringskontrakter. Dersom kontrakter ikke kan oppfylles ved levering av egen gass, kan Statoil kjøpe gass i spotmarkedet. Dette er en svært kostbar løsning over tid. Kollsnes er i dag en del av systemvernet til BKK Nett og Statnett. Dette innebærer at en av prekompressorene ved anlegget kan stenges ned umiddelbart ved systemfeil i nettet. Anlegget blir koblet til nettet igjen når systemansvarlig er komfortabel med nettsituasjonen, og utetiden er ikke spesifisert i antall minutter eller timer.

Tabell 5-1 viser historisk effekt- og energiuttak, samt prognoser for effekt- og energiuttak den kommende tiårsperioden ved Kollsnes. Merk at effektuttaket vist i tabellene i kapittel 5.1.2 og 5.1.3 gjelder for kalenderåret og ikke vintersesongen som i kapittel 5.1.1.

Tabell 5-1 Effekt- og energiuttak per år på Kollsnes. Kilde: BKK Nett og Statoil*

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Effekt, MW						257	280	277
Energi, GWh			1 683	1 428	1 304	1 490	1 649	1 631
Effekt, Kollsnes og Troll, MW	286	330	331	326	345			
Energi, Kollsnes og Troll, GWh	1 431	1 742						

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	269	265	279	278	276	273	261	250
Energi, GWh	1 620	1 645	1 638	1 626	1 613	1 620	1 598	1 606

* Fjerde rad i Tabell 5-1 viser historisk maksimalt effektuttak ved Kollsnes og Troll A samlet for perioden 2005 til 2009. Videre angir rad fem historisk forbruk ved Kollsnes og Troll A samlet i 2005 og 2006. Rad tre angir historisk forbruk for Kollsnes for årene 2007 til 2010, mens rad to angir historisk effektuttak for 2010. Perioden fra 2011 til 2020 i rad to og tre angir prognose for effekt og energiuttak ved Kollsnes.

²¹ Vintersesongen består av månedene desember, januar, februar og mars mens sommersesongen er månedene juni, juli, august og september.

Majoriteten av Statoils gasseksport går under langsiktige gassalgskontrakter med betydelig grad av fleksibilitet for kjøperne. Statoil produserer og leverer gass i henhold til kjøperne sine bestillinger. Samtidig produserer Kollsnes for fullt gjennom vintersesongen, slik at ekstra kalde vintre i Europa ikke kan antas å medføre økt kraftforbruk på Kollsnes.

Mongstad raffineri

Anleggene på Mongstad består av et oljeraffineri, et NGL prosessanlegg og en råoljeterminal. Anlegget ble idriftsatt på midten av 1970-tallet og er det største i Norge med en kapasitet på ti millioner tonn råolje per år. I tillegg har Statoil bygget et kraftvarmeverk som er totalintegreert med raffineriet (se nærmere omtale i kapittel 5.4.3).

Raffineriet på Mongstad er svært følsomt for utfall av elektrisitetstilførselen. Kortvarige avbrudd medfører at hele anlegget blir stengt ned, og dette medfører store kostnader for raffineriet med opp til en ukes oppstartstid.

Historisk effekt- og energiforbruk ved Mongstad raffineri for perioden 2005 til 2010, samt prognoser for perioden 2011 til 2020 er presentert i Tabell 5-2. Både effekt- og energiuttaket ved anlegget vil øke som følge av forventet utvidelse av anlegget.

Tabell 5-2 Effekt- og energiuttak ved Mongstad raffineri. Kilde: BKK Nett*

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Effekt, MW	62	63	62	60	63	68	59	63
Energi, GWh	440	447	437	396	428	464	510	520

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	63	64	67	72	72	75	75	78
Energi, GWh	520	530	550	570	570	600	600	620

* Perioden 2005 til 2010 er historiske tall mens perioden 2011 til 2020 er prognose

Stureterminalen

Stureterminalen i Øygarden kommune i Hordaland er en utskipningshavn for råolje. Terminalen mottar råolje og kondensat fra Osebergområdet og råolje fra Granefeltet via rørledninger.

Tabell 5-3 viser historisk effekt- og energiforbruk ved Stureterminalen for perioden fra 2005 til 2010, samt prognose for perioden fra 2011 til 2020.

Effektprognosen er konstant fram til 2020, mens det årlige elektrisitetsforbruket forventes å synke med over 40 prosent i denne perioden. Uttakene ved Stureterminalen varierer noe og avhenger av hvordan anlegget kjøres.

Tabell 5-3 Effekt- og energiuttak ved Stureterminalen. Kilde: BKK Nett*

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Effekt, MW	42	41	33	26	29	29	27	27
Energi, GWh	224	203	164	137	143	145	130	125

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	27	27	27	27	27	27	27	27
Energi, GWh	120	115	110	95	90	85	80	75

* Perioden 2005 til 2010 er historiske tall mens perioden 2011 til 2020 er prognose

Kraftkrevende industri

Det er lite kraftkrevende industri i BKK-området utenom petroleumsindustrien. Det eneste anlegget som gjenstår er Elkem Bjølvefossen, som ligger i Ålvik ved Hardangerfjorden, 10 mil fra Bergen. Elkem Bjølvefossen produserer ferrosilisium og ferrosilisiummagnesium. Prognosene fram mot 2020 tilsier at anlegget vil bruke rundt 50 GWh per år med et maksimalt effektuttak på 10 MW.

5.1.3. Installasjoner i Nordsjøen

Elektrifisering av norsk sokkel ble påbegynt på 1990-tallet.²² I dette kapitlet omtaler vi installasjoner i Nordsjøen som er forsynt med elektrisitet via kabler knyttet til nettet i BKK-området.

Troll A

Troll-feltet ligger i nordre del av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes i Hordaland. Troll er selve hjørnesteinen i norsk gassproduksjon og er det største gassfunnet som er gjort på norsk kontinentalsokkel. Feltet inneholder om lag 40 prosent av de samlede gassreservene i Norge. Troll-feltet er også blant de største oljefeltene på norsk sokkel.

Troll A plattformen er forsynt med strøm gjennom to DC-kabler og en AC-kabel. Disse kablene går fra Kollsnes til Troll A og har en samlet effekt på litt over 100 MW, mens faktisk maksimalt effektuttak ligger like under 100 MW. I likhet med Kollsnes bruker Troll A mest elektrisitet gjennom vintermånedene, mens forbruket er lavest om sommeren. Størstedelen av kraftforbruket på Troll A brukes til å hente ut gass fra reservoaret. Etterspørselen etter gass er høyest gjennom vinterhalvåret, og derfor er gassproduksjonen, og dermed også elektrisitetsforbruket, høyest i disse månedene.

Effekt- og energiforbruket ved Troll A det kommende tiåret vil avhenge av om det blir bygget nye strømkabler som kan forsyne Troll A med elektrisitet til å drive to nye prekompressorer. I takt med at man henter ut gass fra et gassfelt, faller trykket i reservoaret. Den reduserte trykkforskjellen gjør at man kan utvinne mindre gass per tidsenhet (for en gitt kompressoreffekt). Troll-feltet fungerer som et

²² Med elektrifisering av norsk sokkel menes at noen installasjoner på sokkelen forsynes med kraft fra land gjennom kraftledninger i stedet for at kraften produserer ute på plattformene ved hjelp av små gasskraftverk.

såkalt svingfelt. Dette betyr at man kan produsere store mengder gass i måneder med høy etterspørsel og mindre gass i måneder med lav etterspørsel. Ved uventede produksjonsendringer på andre gassfelt, vil det også typisk være Troll-feltet som bidrar til å opprettholde selskapenes leveringsforpliktelser overfor kundene på kontinentet gitt at Troll-feltet ikke allerede produserer med maksimal effekt. Slik svingproduksjon krever tilstrekkelig kompressorkapasitet. For å opprettholde denne fleksibiliteten ønsker Statoil å installere nye prekompressorer som vil bidra til å øke trykket i reservoaret, og dermed opprettholde Troll sin status som svingfelt.

For å forsyne de nye prekompressorene med strøm har Statoil søkt konsesjon fra NVE for å bygge ytterligere to likestrømskabler og en vekselstrømskabel til Troll A plattformen. Likestrømskablene er på 56 MW hver mens vekselstrømskabelen er på 30 MW. Vekselstrømskabelen skal fungere som reserve for den eksisterende vekselstrømskabelen og vil ikke bidra til økt effektuttak. De nye prekompressorene er planlagt idriftsatt i 2015. Bruken av disse vil gradvis trappes opp ettersom trykket i reservoaret synker.

På grunn av den anstrengte situasjonen i kraftnettet i BKK-området har Statnett anbefalt at det ikke gis konsesjon til utbygging av nye kabler til Troll A plattformen før nødvendige nettforsterkninger er på plass. NVE har per januar 2011 ikke tatt beslutning i saken.

Uten nye prekompressorer vil Troll A utnytte de eksisterende overføringskablene i økende grad. Energiforbruket vil gå opp ettersom eksisterende prekompressorer vil gå for fullt gjennom større deler av året, men veksten vil bli mindre enn med nye prekompressorer tilgjengelig. Tabell 5-4 viser historisk effekt- og energiforbruk ved Troll A samt prognoser for den kommende tiårsperioden. Tabellen viser prognoser for energiforbruket med og uten nye prekompressorer.

Tabell 5-4 Effekt- og energiuttak ved Troll A. Kilde: Statoil og BKK Nett*

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Effekt, MW				83	88	97	97
Energi, GWh	232	287	282	364	480	510	580
Energi uten nye prekompressorer, GWh	232	287	282	364	480	510	580

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	97	144	164	189	204	204	204
Energi, GWh	670	750	870	960	1 070	1 130	1 200
Energi uten nye prekompressorer, GWh	670	750	833	833	833	833	833

* Perioden fra 2007 til 2010 angir faktisk forbruk og effekt mens perioden fra 2011 til 2020 angir prognoser. Rad to og tre gir effektuttak og energiforbruk ved Troll A gitt nye prekompressorer, mens rad fire gir samlet energiforbruk uten nye prekompressorer. Effektforbruket er målt samlet for Kollsnes og Troll A i perioden 2005 til 2009 og det samme gjelder energiforbruket for årene 2005 og 2006, se Tabell 5.1.

Gjennom vintersesongen utvinner Troll A normalt gass på teknisk maksimumsrate. Dette tilsier at prognosene for effektuttak og vinterforbruk også representerer øvre grenser. Det vil si at økt etterspørsel ikke vil medføre høyere effektuttak eller vinterforbruk enn det som følger av prognosene. Historisk har 50 prosent av energiuttaket ved Troll A kommet i vintersesongen. I likhet med Kollsnes vil forventet energiuttak ha noe mindre sesongvariasjon fram mot 2020 sammenlignet med historisk sesongvariasjon. Dette skjer i forbindelse med redusert trykk i reservoaret før 3. og 4. prekompressor installeres og i tilknytning til åpning av ytterligere gassfelt ved Troll A.

Troll A er inkludert i systemvernet til BKK Nett og Statnett, hvor en prekompressor kan kobles fra uten at dette er varslet på forhånd. I likhet med Kollsnes vil anleggene på Troll A bli koblet til nettet igjen når systemansvarlig er komfortabel med nettsituasjonen.

Gjøa

Olje- og gassfeltet Gjøa ligger i den nordlige delen av Nordsjøen. Plattformen ble godkjent for utbygging i 2007 og produksjonen ved feltet startet i andre halvår 2010. Gjøa-plattformen er bygd under forutsetning av at installasjonen blir forsynt med elektrisitet gjennom en likestrømskabel fra Mongstad. Kapasiteten på kabelen er i overkant av 40 MW. Prognosene for effektuttak og energiforbruk ved plattformen er presentert i Tabell 5-5.

Tabell 5-5 Effekt- og energiuttak ved Gjøa, prognose for perioden 2011 til 2020. Kilde: BKK Nett

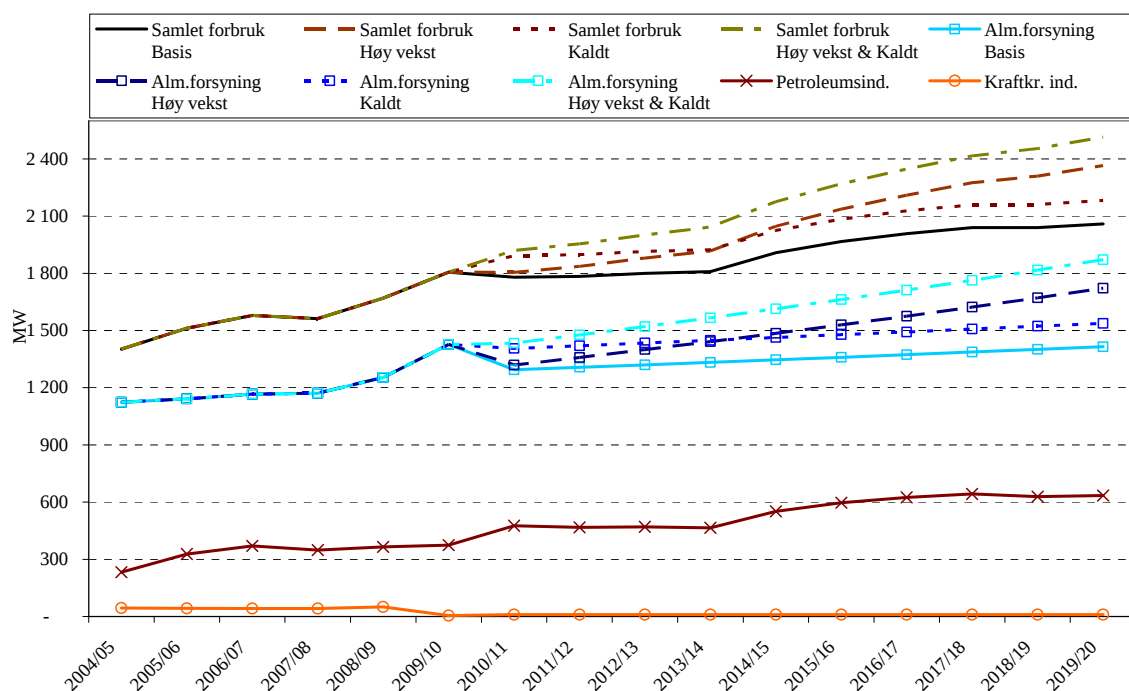
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	22	23	21	21	42	40	41	38	35	35
Energi, GWh	174	178	168	163	335	314	323	302	279	279

Økningen i både effektuttak og energiforbruk kommer som følge av at utvinningen av gass reduserer trykket i reservoaret. Ved redusert trykk må man øke bruken av prekompressorer for å opprettholde trykket, og dermed øker både effektuttak og energiforbruk.

Dersom Gjøa mister strømforsyningen fra land går gassproduksjonen ned umiddelbart. Etter en strømstans tar det mellom 12 og 24 timer å starte anlegget på nytt.

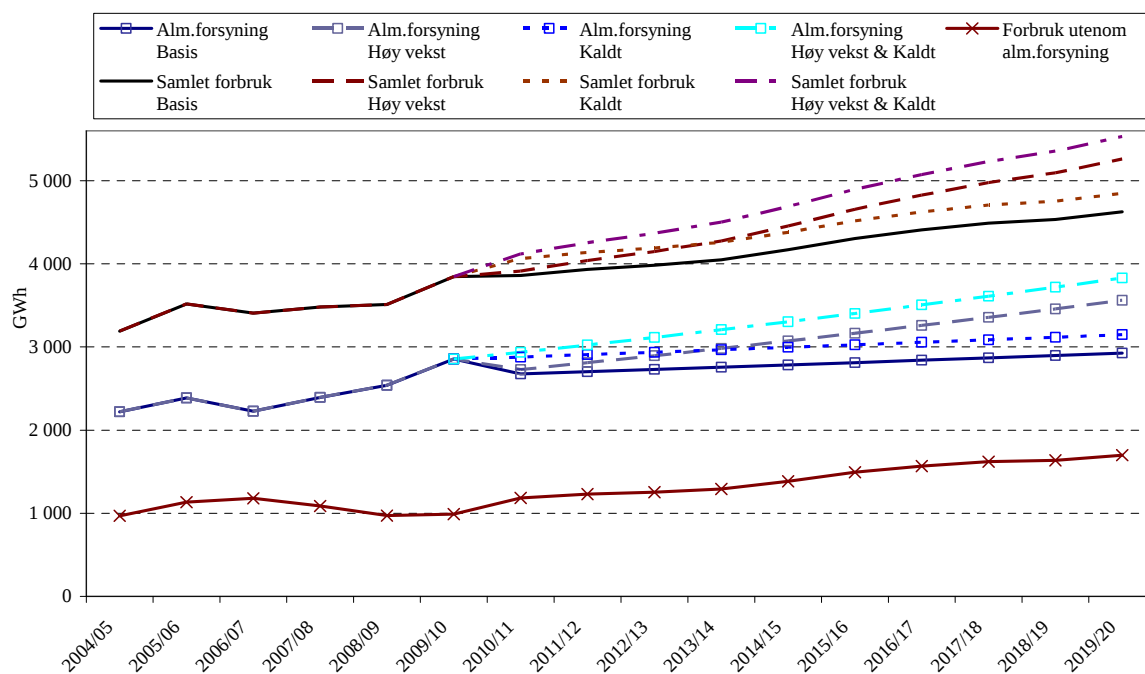
5.2. Samlet utvikling i elektrisitetsforbruk og maksimallast

Basert på omtalen i kapittel 5.1 vil vi nå diskutere hvordan samlet maksimallast og samlet elektrisitetsforbruk kan tenkes å utvikle seg fram mot 2020. I omtalen av alminnelig forsyning skisserte vi et *Basis scenario*, som kan ses på som et forventet scenario, og et *Høy vekst scenario*, som legger til grunn en noe høyere vekst i både årsforbruk, vinterforbruk og maksimallast i alminnelig forsyning. Vi vil ta utgangspunkt i disse to scenarioene i dette delkapitlet også. Som nevnt i kapittel 5.1 anser utvalget det som like sannsynlig at veksten i forbruk og maksimallast kan bli *lavere* enn forventet, men med utgangspunkt i utvalgets mandat er det mer relevant å undersøke kraftsituasjonen dersom veksten blir *høyere* enn forventet. I tillegg vil vi skille mellom vintre med såkalt normal temperatur, og vintre med temperaturer like lave som 2009/2010.



Figur 5-6 Utviklingen i samlet maksimallast fram mot 2020 i ulike scenarioer ved normaltemperaturer og lave temperaturer. Kilde: BKK Nett, Statoil og egne beregninger*

* Med normaltemperatur menes gjennomsnittstemperatur siste 50 år. Med lave temperaturer menes nedre grense i 95 prosent konfidensintervall. Maksimallast er maksimalt timeforbruk i løpet av samme vintersesong.



Figur 5-7 Utviklingen i vintersesongforbruket fram mot 2020 i ulike scenarioer. Kilde: BKK Nett, Statoil og egne beregninger*

* Vinterforbruket er definert som forbruket i månedene desember, januar, februar og mars i samme vintersesong

Figur 5-6 viser utviklingen i samlet maksimallast fram mot 2020.²³ Med forventet forbruksvekst og normale temperaturer vil maksimallasten være uendret eller noe lavere enn fjorårets vinter til og med 2014. Deretter vokser den betydelig, først og fremst som følge av økt effektuttak på Troll-feltet (forutsatt at det gis konsesjon til nye kabler til Troll-feltet) og en jevn økning i forbruket hos alminnelig forsyning (som også slår ut i økt maksimallast). Vi ser også av figuren at eventuelle kalde vintre på linje med vinteren 2010 vil gi merkbart høyere samlet maksimallast. Den høyere veksten i *Høy vekst scenario* innebærer også en betydelig høyere samlet maksimallast mot slutten av tiåret, nærmere bestemt 16 prosent i 2020 sammenlignet med *Basis scenario*. En ekstra kald vinter vil innebære en enda høyere maksimallast i dette scenarioet. I 2020 er samlet maksimallast anslått til henholdsvis 250 MW (14 prosent), 560 MW (31 prosent), 380 MW (21 prosent) og 710 MW (39 prosent) høyere enn i 2010 i scenarioene *Basis*, *Høy vekst*, *Kaldt (Basis)* og *Høy vekst & Kaldt*.

Figur 5-7 viser utviklingen i vintersesongforbruket fram mot 2020 i de fire scenarioene beskrevet over.²⁴ Utviklingen følger i stor grad utviklingen i maksimallast som vist i Figur 5-6. I *Basis scenarioet* skjer den største forbruksveksten i petroleumsindustrien (først og fremst på Troll-feltet), både absolutt (målt i GWh) og ikke minst prosentvis. Fra og med 2015 er samlet vinterforbruk høyere enn i 2010 i *Basis scenarioet*, det vil si ved normale temperaturer. I 2020 er anslått forbruk i de fire vintermånedene henholdsvis 690 GWh (17 prosent), 1 320 GWh (34 prosent), 910 GWh (23 prosent) og 1 590 GWh (40 prosent) høyere enn i 2010 i scenarioene *Basis*, *Høy vekst*, *Kaldt (Basis)* og *Høy vekst & Kaldt*.

Utviklingen i årsforbruket vil i stor grad følge utviklingen i vinterforbruket i *Basis scenarioet*. I de to andre scenarioene vil veksten i årsforbruket bli noe lavere enn veksten i vinterforbruket. Dette skyldes antakelsen om høyere forbruksvekst om vinteren enn for resten av året i *Høy vekst scenarioet*, og at kalde vintre naturlig nok gir større prosentvis utslag på vinterforbruket enn på årsforbruket

5.3. Øvrige energibærere

5.3.1. Fjernvarme

Et fjernvarmeanlegg er et sentralvarmeanlegg som forsyner en bydel eller flere bygg med energi til varmt tappevann og oppvarming. Energien tilføres kundene gjennom varmt vann. Anlegg kan benytte ulike energikilder til oppvarming av vannet, som for eksempel spillvarme, avfallsforbrenning,

²³ For historisk maksimallast er det lagt til grunn høyest last gjennom vintersesongen, og det samme gjelder framtidig maksimallast for alminnelig forsyning. For framtidig maksimallast i øvrige sektorer er det lagt til grunn maksimalt effektuttak i det tilsvarende kalenderåret basert på tabellene i 5.1.2 og 5.1.3. Merk også at samlet maksimallast normalt vil være noe mindre enn summen av maksimallast for ulike forbrukere ettersom maksimallasttiden for ulike forbrukere som regel ikke inntreffer samtidig. Dette forklarer hvorfor kurven for petroleumsindustrien i figuren fram til 2010 ligger lavere enn summen av maksimalt effektuttak vist i tabellene i kapitlene 5.1.2 og 5.1.3. Dette er ikke tatt hensyn til i prognosene i figuren og heller ikke i beregningene i kapittel 8, og vil tendere til å overvurdere samlet maksimallast. Dette kan delvis forklare den anslåtte økningen i maksimallast fra 2010 til 2011 for petroleumsindustrien og for samlet forbruk ved 2010-temperatur i figuren.

²⁴ Vintersesongforbruket i alminnelig forsyning er hentet fra kapittel 5.1.1. For annet forbruk er det lagt til grunn at forbruket i desember utgjør 10 prosent og forbruket i januar til mars utgjør 30 prosent av årsforbruket. Dette stemmer godt overens med historiske data fra BKK.

varmepumper, bioenergi, elektrisitet og gass. Vannet distribueres til kundene gjennom rør. Rørene legges i grøfter, ofte sammen med infrastruktur som telelinjer og strømkabler, og har et gjennomsnittlig varmetap på mellom fem og ti prosent.

Store deler av elektrisitetsforbruket i Norge går til oppvarming av bygninger og varmtvann. Fjernvarme er ideelt til oppvarming både av bygninger og varmtvann, og kan dermed bidra til redusert forbruk i alminnelig forsyning. De siste ti årene er bruken av fjernvarme i Norge nesten doblet, men bidrar fortsatt kun til en liten del av det totale oppvarmingsbehovet.

Investeringskostnadene ved bygging av fjernvarmeanlegg er høye. For å sikre driftsgrunnlag for fjernvarmeanlegg har kommuner i henhold til plan og bygningsloven mulighet til kreve at ny bebyggelse innenfor et konsesjonsområde for fjernvarme skal pålegges å ha tilknytning til fjernvarmeanlegget. Som tilknyttet til fjernvarmenettet må abonnenten betale tilknytningsavgift og fast årlig avgift, uavhengig av om fjernvarme faktisk nyttes eller ikke. I tillegg kan det kreves at bygg av en gitt størrelse har infrastruktur/varmeanlegg som sikrer at fjernvarme kan benyttes. Dette gir kommunene stor makt i utbyggingen av fjernvarme. Regelverket gjelder alle nye bygg med over 500 m² grunnflate, samt nye boligområder i et konsesjonsområde.

Tabell 5-6 Effekt og energi fra fjernvarme i Bergen. Kilde: BKK Varme*

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Effekt, MW	59	60	74	79	89	100	90	90
Energi, GWh	118	119	147	157	177	200	210	215

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	110	110	110	130	130	130	130	150
Energi, GWh	230	235	240	245	250	255	260	265

* Perioden 2005 til 2010 representerer historiske tall mens perioden 2011 til 2020 er prognoser

BKK Varme har konsesjon for levering av fjernvarme i Bergensområdet og åpnet i 2003 fjernvarmeanlegg i Bergen. De drifter anlegget og bruker i hovedsak energi fra søppelforbrenning og gass til å produsere varme for oppvarming av offentlige bygg, næringsbygg og boliger. I tillegg bruker de noe elektrisitet til å produsere fjernvarme. I 2009 var forbruket av elektrisitet i fjernvarmeproduksjon på 22 GWh. Samlet varmeleveranse dette året utgjorde cirka 170 GWh, hvilket ifølge BKK Varme tilsvarte oppvarming av om lag 17 000 eneboliger. Innen 2015 har BKK Varme som mål å levere 240 GWh varme. Tabellen under viser effekt og energi i form av varme levert i årene fra 2005 til 2010, samt prognoser for perioden 2011 til 2020 uten støtte gjennom "Varmepakken".²⁵ Noe av potensialet for fjernvarme innebærer overgang fra oljekaminer til fjernvarme. Denne overgangen vil ikke påvirke elektrisitetsforbruket i området.

²⁵ "Varmepakken" eller "Varemeenergipakken" er en tiltakspakke utviklet av Norsk Fjernvarme, Norsk Bioenergiforening og Avfall Norge for å fremme bruk av bioenergi i Norge. Denne inneholder flere tiltak som kan gjennomføres for å legge til rette for bruk av bioenergi (se kapittel 7.3).

Potensialet for varme i Bergensområdet er forholdsvis stort. Hvordan man kan øke utbyggingstakten gjennom tiltak innen fjernvarme er nærmere diskutert i kapittel 7.

5.3.2. Elektrokjeler

Elektrokjeler - eller elkjeler - er en fellesbetegnelse for kjeler der vann varmes ved bruk av elektrisitet. Vannet føres rundt i bygningsmassen og varmer dermed opp denne. Denne typen anlegg blir gjerne brukt i gartnerier, boligblokker, skoler og institusjoner. De fleste strømkunder med elkjeler har avtaler med nettselskapet som innebærer at nettselskapet kan koble ut elkjelene i perioder. Kunden får lavere nettleie mens nettselskapet får øket fleksibilitet i nettet. Kunden må da bruke andre energikilder enn elektrisitet til oppvarming når de er utkoblet.

I Bergensområdet finnes i dag rundt 260 elektrokjeler. De fleste av disse har avtale med BKK Nett om utkobling i anstrengte nettsituasjoner, og 210 av elektrokjelene kan kobles ut umiddelbart dersom BKK Nett anser at dette er nødvendig for forsyningssikkerheten i nettet (per desember 2010). De resterende elektrokjelene har BKK Nett avtale med som tilsier at de kan kobles ut på noen timers varsel. Avtalene har oppsigelsestid på en måned og antallet kjeler som har avtale med BKK Nett varierer noe. Den samlede maksimale effekten hos elkjelene som BKK Nett har avtale med ligger mellom 50 og 60 MW. Ved å koble dem ut kan dermed nettselskapet avverge anstrengte situasjoner i transmisjonsnettet. Nettselskapet kan koble elkjelene ut så lenge de finner det nødvendig for å opprettholde en tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

Etter en forskriftsendring som vedrører elkjeler skal avtalene mellom elektrokjeleiere og nettselskap fases ut i sin nåværende form. På grunn av den utfordrende nettsituasjonen i BKK-området vinteren 2009/2010 ønsker BKK Nett og Statnett til tross for endringen å opprettholde avtalene med elektrokjeleierne. BKK Nett legger likevel til grunn at antall elkjeler i området ikke vil øke. For at antallet skal øke må elkjeler bli et satsingsområde, noe som er lite sannsynlig ettersom det finnes fjernvarme i området. Bygninger med elkjeler har dessuten allerede installert infrastruktur for transport av vann til oppvarming, og er dermed attraktive kandidater for konvertering til fjernvarmeanlegg eller lokale bioanlegg (omtalt i kapittel 5.3.3). Et alternativ til de fleksible nettavtalene med elektrokjeleierne er avtaler hvor utkoblingen fra nettet blir av kortere varighet. Ulike alternativer har blitt diskutert, men ingen er gjennomført og er heller ikke umiddelbart aktuelle.

5.3.3. Annet

I tillegg til elektrisitet brukes også blant annet olje og ved til oppvarming i husholdninger. Fra 1990 til 2009 gikk bruken av fyringsolje i Norge ned med 67 prosent (SSB, 2010). Ulike tiltak har blitt gjennomført for å redusere bruken av fyringsolje ettersom fyring med olje fører til CO₂-utslipp. Enkelte kommuner har gitt støtte til konvertering med hensikt å redusere bruken av fyringsolje. I 2009 brukte norske husholdninger fyringsolje tilsvarende 995 GWh.

Statistisk sentralbyrå (SSB, 2010) rapporterer at husholdninger i 2009 fyrte med ved tilsvarende 7 337 GWh. Dette er en økning fra foregående år da forbruket var på 7 040 GWh. Bruken av ved har ifølge SSB økt med nesten 30 prosent siden 1990. Det er usikkerhet knyttet til omfanget av vedforbruket. Nyere ovner kan omforme store deler av energien i veden til varme. Vedovner er dessuten et alternativ for husholdninger som ønsker å redusere sin bruk av elektrisitet.

Nærvarme, eller lokal bio, er mindre varmeverk som leverer varme til få kunder, eksempelvis sykehus, skole eller aldershjem. Kategorien "nærvarme" inkluderer i tillegg lokale energisentraler som eksempelvis finnes i kontorbygg, kommunehus eller andre bygninger hvor det tidligere har vært en oljefyr. Vann blir varmet opp og transportert over korte avstander. I dag finnes det svært få nærvarmeanlegg i Bergensområdet. Norsk Fjernvarme anslår at dersom nærvarme ikke får økt støttenivå vil det ta lang tid før energikilden vil inngå i energiforsyningen.

I motsetning til vedfyring kan pelletskaminer kontrolleres som en panelovn. Dette gjør den mer fleksibel ettersom den kan forhåndsprogrammeres til å levere forskjellig mengde varme gjennom dagen. En pelletskamin har en tank som etterfylles med trepellets ved behov. Forbrenningen styres automatisk og foregår i et lukket kammer. Varmen fra forbrenningen spres normalt i rommet med en vifte slik at man oppnår bedre varmefordeling sammenlignet med en vedovn. Enkelte kaminer kan også varme vann til gulvvarme, radiatorer eller forbruksvann i tillegg til oppvarming av areal. Bruken av pelletskaminer er i dag nesten fraværende på grunn av den manglende infrastrukturen for kjøp og salg av pellets. Pellets kan ifølge Enova gi varme til mellom 50 og 70 øre per kWh, mens investeringskostnaden for en ovn er fra 15 000 til 40 000 kroner. Enova (2010) har studert hvordan infrastrukturen for salg av pellets kan forbedres, og dermed gjøre pelletskaminer til et mer attraktivt alternativ for forbrukere.

5.4. Forventet utvikling i elektrisitetsproduksjon

Elektrisitetsproduksjonen i BKK-området består i hovedsak av vannkraft. I tillegg startet Energiverk Mongstad opp regulær drift i desember 2010. Videre kan nye vann- og vindkraftanlegg, samt oppgradering av eksisterende anlegg, bidra til økt kraftproduksjon i området. Dette kapitlet beskriver først forskjellen på kraftverk med og uten magasin. Deretter presenterer vi eksisterende kraftproduksjon samt kraftprosjekter som har fått konsesjon til utbygging og som forventes idriftsatt de kommende årene.

5.4.1. Magasinkapasitet versus effektkapasitet

Et kraftverk som er tilknyttet et magasin har mulighet til å spare vannet som kommer som tilsig. Dermed kan kraften produseres uavhengig av når tilsiget kommer. Dette forutsetter at det er kapasitet tilgjengelig i magasinet. Størrelsen på magasinet avgjør hvor mye vann man kan flytte til produksjon på et senere tidspunkt. Magasinkapasiteten i BKK-området er på nærmere 2 800 GWh. Gjennom den siste tiårsperioden har gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon i området vært i underkant av 5 850 GWh. Dette betyr at magasinkapasiteten utgjør mindre enn 50 prosent av gjennomsnittlig årsproduksjon. Den lave lagringskapasiteten reduserer mulighetene til å flytte produksjon fra sommer til vinter. Dersom man sparer for mye vann er det fare for at vann flommer over i magasinet. Dermed får man ikke nyttiggjort alt vannet til produksjon av elektrisitet, og produksjon går dermed tapt. Dette medfører en kostnad for kraftprodusenten.

Installert kapasitet i BKK-området er om lag 1 360 MW. Hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for kraftproduksjon gjennom vintersesongen avhenger av tilsiget i området og hvor mye vann som er i

magasinene.²⁶ Historisk er rundt 1 100 MW tilgjengelig for vinterproduksjon, hvilket tilsier om lag 80 prosent av total installert kapasitet. Tilgjengelig kapasitet gjennom vinteren kan reduseres ytterligere ved ekstrem kulde og lite tilsig. Dette tas det høyde for i kapittel 8.

5.4.2. Eksisterende vannkraftprodusenter

Gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon i BKK-området gjennom den siste tiårsperioden er som nevnt i underkant av 5 850 GWh. Produksjonen har variert mye, med et standardavvik på nesten 1 000 GWh i denne perioden. I det siste tiåret ble høyest produksjon observert i 2007 med over 7 100 GWh, mens 2003 var et tørt år med i underkant av 4 500 GWh produsert vannkraft.

BKK Produksjon

BKK Produksjon er den største vannkraftprodusenten i BKK-området. BKK Konsernet har både nettvirksomhet, varmeproduksjon og kraftproduksjon, og er dermed representert i flere deler av kraftforsyningen. I BKK-området har BKK Produksjon cirka 1 200 MW installert kapasitet. Selskapet kontrollerer dermed over 85 prosent av produksjonskapasiteten innenfor vannkraft i området. Av BKK Produksjon sin installerte kapasitet er cirka 1 000 MW tilgjengelig for kraftproduksjon gjennom vinteren. Gjennomsnittlig kraftproduksjon i vintersesongen i BKK-området de siste ti årene er 2 214 GWh, hvorav BKK Produksjon historisk har stått for nesten 90 prosent.

Statkraft

Statkraft har et stort anlegg i BKK-området. Dette er Bjølvo kraftverk, som har 97,5 MW installert kapasitet og en midlere årsproduksjon på 391 GWh. Anlegget har dessuten magasin, og kan dermed disponere vannet gjennom året.

Småkraftprodusenter

I tillegg til BKK Produksjon og Statkraft sine kraftstasjoner finnes det over 30 småkraftverk i BKK-området som bidrar i energibalansen. Disse har ikke magasin, og kraftproduksjonen avhenger dermed av hvor mye vann det er i elvene. Med en samlet installert kapasitet på nesten 50 MW bidrar de til energibalansen gjennom året, men i den kalde vinterperioden med lite tilsig vil disse kraftverkene bidra lite. Kvam kraftverk har to kraftstasjoner med samlet 10,8 MW installert kapasitet. Disse er tilknyttet magasin på om lag 10 GWh. Med en midlere produksjon på 51 GWh har stasjonene liten mulighet til å flytte vann mellom sesonger.

Samlet kraftproduksjon hos eksisterende vannkraftprodusenter

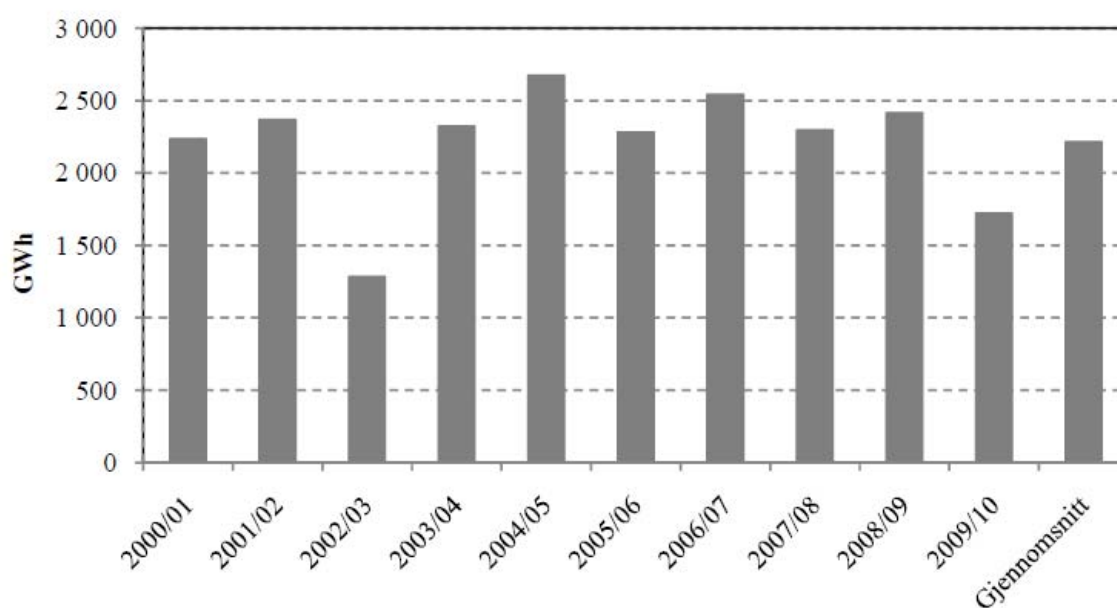
Samlet kraftproduksjon i BKK-området har en klar sesongprofil. Kraftproduksjonen er høyest gjennom vintermånedene og lavere gjennom sommeren. Figur 5-8 viser ukentlig gjennomsnittlig kraftproduksjon for de siste ti år i BKK-området.

²⁶ Effekten i noen kraftverk reduseres når vannstanden i magasinene går ned, ettersom kraftverket nyttiggjør trykket i magasinet.



Figur 5-8 Gjennomsnittlig kraftproduksjon per uke i BKK-området. Gjennomsnittet gjelder i perioden 2000 til 2009.
Kilde: BKK Produksjon, Statkraft, Statnett og BKK Nett

Gjennom sommerhalvåret blir magasinene fylt opp. Samtidig er temperaturen høyere og etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming dermed lavere. Figur 5-9 viser samlet kraftproduksjon for vintersesongene fra 2000/2001 til 2009/2010.



Figur 5-9 Samlet kraftproduksjon for vintersesongene i perioden 2000/2001 til 2009/2010. Kilde: BKK Produksjon, Statkraft, Statnett og BKK Nett

Figuren over viser at samlet kraftproduksjon gjennom en vintersesong i BKK-området normalt er over 2 000 GWh. Det er ikke ventet vesentlige endringer i klimaforholdene de neste ti årene som endrer grunnlaget for vannkraftproduksjonen. Kraftproduksjonen gjennom vintersesongen fram mot 2020 for eksisterende vannkraftanlegg i BKK-området kan derfor forventes å variere rundt midlere

årsproduksjon for de siste årene, jf. figuren. Denne er 2 214 GWh med et standardavvik på 410 GWh. Kraftproduksjonen påvirkes imidlertid også av faktorer som markedsforhold og regulering fra myndighetene som for eksempel laveste magasinnivå. Økt produksjon i eksisterende kraftverk som følge av oppgraderinger av stasjoner eller magasin kan bidra til økt vannkraftproduksjon. Dette er mer omtalt i kapittel 5.4.4. I tillegg til nyutbygginger og oppgraderinger avhenger tilgjengelig produksjonskapasitet innenfor BKK-området av hvordan nettet blir utvidet og forbedret. Med etableringen av forbindelsen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes vil mer produksjon bli tilgjengelig innenfor de avgrensede linjene. Modalen-Mongstad-Kollsnes vil, når denne er ferdigstilt, dermed øke tilgjengelig produksjonskapasitet innenfor BKK-snittet med 250 MW hvorav i overkant av 200 MW vil være tilgjengelig for vinterproduksjon. Magasinkapasiteten utvides med 450 GWh. Denne produksjonskapasiteten er eid av BKK Produksjon.

5.4.3. Energiverk Mongstad (EVM)

Kraftvarmeverket på Mongstad består av to gassturbiner med produksjonskapasitet på 140 MW elektrisk kraft hver og 350 MW varme samlet. Kraftvarmeverket er integrert med raffineriet på Mongstad, og vil levere damp og annen varmeenergi tilpasset raffineriets behov. EVM kom i regulær drift i desember 2010.

Det har skjedd endringer i behovet for varmeenergi ved raffineriet på Mongstad siden kraftvarmeverket ble planlagt og utbygd. Dette har medført at varmebehovet ved anlegget de nærmeste årene kun tilsvarer varmen produsert ved bruk av én gassturbin, i motsetning til to. Dette betyr at energiverket vil bruke kun en av de to gassturbinene de første årene, og dermed produsere 140 MW elektrisk kraft.

Statoil legger til grunn i sine prognoser at begge turbinene ved EVM vil være i full drift fra 2015.²⁷ Det er i hovedsak varmebehovet i raffineriet som bestemmer hvor mye gassturbinene skal kjøres. Oppstart av den andre gassturbinen vil derfor trolig bli gjennomført først etter at varmebehovet ved anlegget har gått opp, eventuelt etter at man har funnet en alternativ bruk av varmen som blir produsert. Gitt at EVM er i drift gjennom hele året vil anlegget bidra med 2 300 GWh i kraftproduksjon per år når begge turbinene er i bruk.

Ettersom de opprinnelige planene for kraftverket har blitt endret kan det være aktuelt å installere en mindre dampturbin dersom man skal kjøre begge gassturbiner på full drift uten tilstrekkelig lokalt varmeuttak. Dampturbinen vil nyttiggjøre seg av varmen som ikke blir brukt i raffineriet og installert effekt kan økes med mellom 10 og 20 MW. En slik løsning kan for eksempel være aktuell dersom den andre turbinen skal vurderes som reservekraft. Dette er diskutert i kapittel 7.

Det er planlagt CO₂-rensing ved Energiverk Mongstad. Denne prosessen er energikrevende, og reduserer netto kraftproduksjon fra kraftvarmeverket. Den opprinnelige planen var at CO₂-renseanlegget skulle stå klart når EVM startet elektrisitets- og varmeproduksjon. På grunn av teknologiske utfordringer har dette blitt utsatt, og siste anslag er at man vil starte CO₂-rensing i 2018. Statoil anslår at CO₂-rensingen vil trappes opp i 2020. Det er knyttet stor usikkerhet til når renseanlegget vil stå klart.

²⁷ For å ta høyde for denne usikkerheten vil det i kapittel 8 bli undersøkt effekten av at full drift utsettes.

Tabell 5-7 presenterer netto effekt og energiforsyning fra EVM for årene 2011 til 2020, der energibruken til CO₂-rensing er trukket fra.

Tabell 5-7 Netto effekt og kraftproduksjon ved Energiverk Mongstad for perioden 2011 til 2020. Kraftproduksjonen forutsetter normal drift hele året. Kilde: Statoil

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Effekt, MW	140	140	140	140	280	280	280	257	257	245
Energi, GWh	1 150	1 150	1 150	1 150	2 300	2 300	2 300	2 117	2 116	2 002

5.4.4. Nye kraftverk

For å bygge nye kraftverk med installert kapasitet på over en megawatt må man søke konsesjon hos NVE. Ser man på konsesjonene NVE har innvilget i BKK-området, og hvor kraftstasjonen ennå ikke er utbygd, tilsvarer dette om lag 30 MW i effekt. Midlere årsproduksjon i disse anleggene er beregnet til om lag 100 GWh. Rundt en tredjedel av kapasiteten og anslått midlere årsproduksjon er vindkraft. Vannkraftanleggene er småkraftverk som i stor grad vil bidra til sommerproduksjon mens vinterproduksjonen er marginal. Vindkraft vil kunne bidra med produksjon om vinteren, men produksjonen kan ikke styres. Dette er videre diskutert i kapittel 6.

Ser man på søknadene som er inne i konsesjonsprosessen for øvrig tilsvarer disse om lag 500 MW (hvor vindkraft står for to femdel) med midlere årsproduksjon på om lag 1 600 GWh (hvor vind bidrar med om lag en tredjedel). Utfallet av konsesjonsprosessen vil avhenge av ulike faktorer, og NVE har signalisert at det ikke blir gitt konsesjon i områder med dårlig muligheter for nettilknytning. Dette er situasjonen i mesteparten av BKK-området. Store deler av den konsesjonssøkte kraften er dessuten småkraftverk som ikke vil bidra i en anstrengt kraftsituasjon vinterstid. Man kan derfor anta at det med dagens praksis ikke blir innvilget nye konsesjoner i BKK-området før nettførsterkninger er på plass (se for øvrig diskusjonen i kapittel 7.8).

I tillegg til nybygging kan man oppnå økt installert kapasitet og høyere midlere årsproduksjon gjennom oppgradering av eksisterende anlegg. BKK Produksjon planlegger oppgradering av kraftstasjonen i Matre. Dette kan gi en effektøkning på mellom 50 og 90 MW, samt økt midlere årsproduksjon på om lag 60 GWh. Kraftstasjonen har magasin, og kan dermed bidra til økt effektkapasitet om vinteren. Anlegget skal være ferdig oppgradert til 2016, og sammenfaller dermed med ferdigstillingen av linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes. BKK Produksjon vil i løpet av de første månedene i 2011 avgjøre hvilken løsning de vil velge hva angår turbin og installert kapasitet.

I media har det blitt diskutert ulike løsninger for kraftsituasjonen i Bergensområdet som inkluderer blant annet nye gasskraftverk, kullkraftverk og biokraftverk. Ingen slike kraftverk er konsesjonssøkt. Utvalget vil av den grunn ikke inkludere disse alternativene i sine videre analyser av kraftsituasjonen i BKK-området. Tiltak for økt produksjonskapasitet i BKK-området blir diskutert i kapittel 7.8.

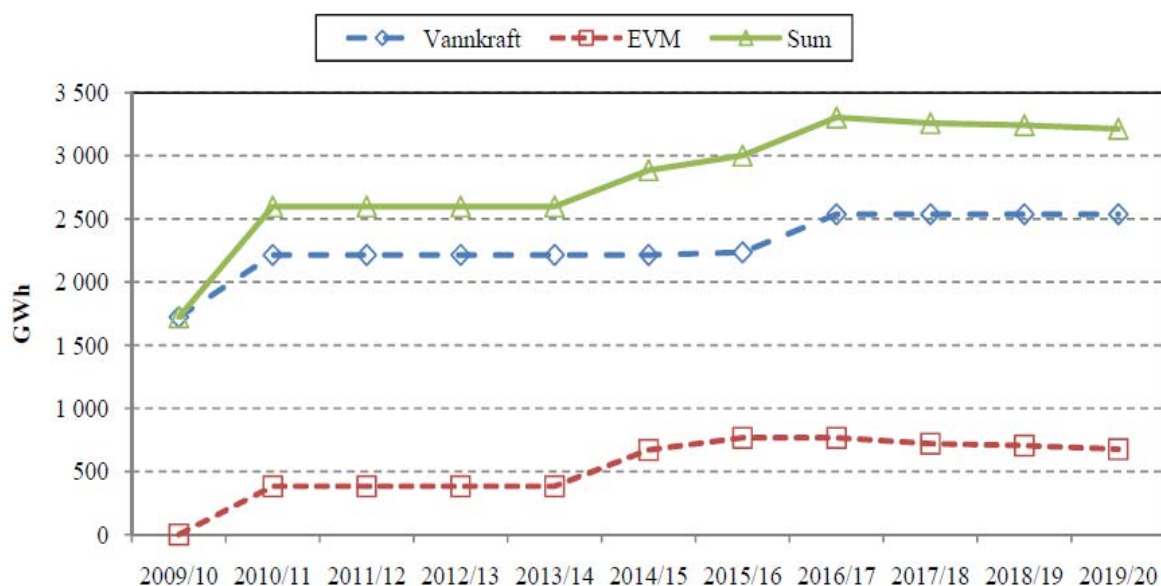
5.4.5. Nødaggregat

Noen institusjoner er avhengig av elektrisitet, også når nettselskapet ikke har mulighet til å levere denne. Dette er institusjoner som sykehus, flyplasser, forsvarsanlegg og lignende. De har gjerne installert nødaggregat som kan produsere elektrisitet for å opprettholde kritiske funksjoner ved

anlegget eller institusjonen. Eksempelvis har Troll A plattformen installert en 4,2 MW dieselturbin som kan settes i drift dersom plattformen mister kraftleveringen fra land. Gjøa har en lignende installasjon. Plattformen som har kraftforsyning fra land har generelt ikke gassturbiner på plattformen som kan overta hele kraftforsyningen dersom landstrømmen brytes. Avbrudd til plattformene betyr derfor full stans i den ordinære virksomheten på plattformen, mens nødaggregat sikrer kraft til kritiske funksjoner som kontrollsystem, brannslukningsanlegg og lignende. Nødaggregat er ikke egnet til alminnelig strømforsyning. Anleggene bruker ofte diesel, og har normalt ikke fasiliteter og logistikk for kontinuerlig drift over tid.

5.5. Samlet utvikling i elektrisitetsproduksjon

Kraftforsyningen i BKK-området den kommende tiårsperioden vil i stor grad avhenge av eksisterende vannkraftprodusenter og Energiverk Mongstad. I Figur 5-10 er samlet forventet kraftproduksjon gjennom vintersesongen presentert. Figuren er basert på omtalen i kapittel 5.4. Her vil vi spesielt nevne at EVM er antatt å ta i bruk begge turbiner fra og med 1. januar 2015, og dermed være tilgjengelig mesteparten av vintersesongen 2014/2015. Som nevnt tidligere vil vi i kapittel 8 undersøke effektene av at denne produksjonsveksten utsettes. For vannkraftproduksjonen legger vi til grunn historiske gjennomsnittsverdier for vinterproduksjon i eksisterende anlegg. Videre antas det at Modalen-Mongstad-Kollsnes er på plass før vintersesongen 2016/2017 starter, noe som flytter BKK-snittet utover og dermed øker vannkraftproduksjonen innenfor snittet.

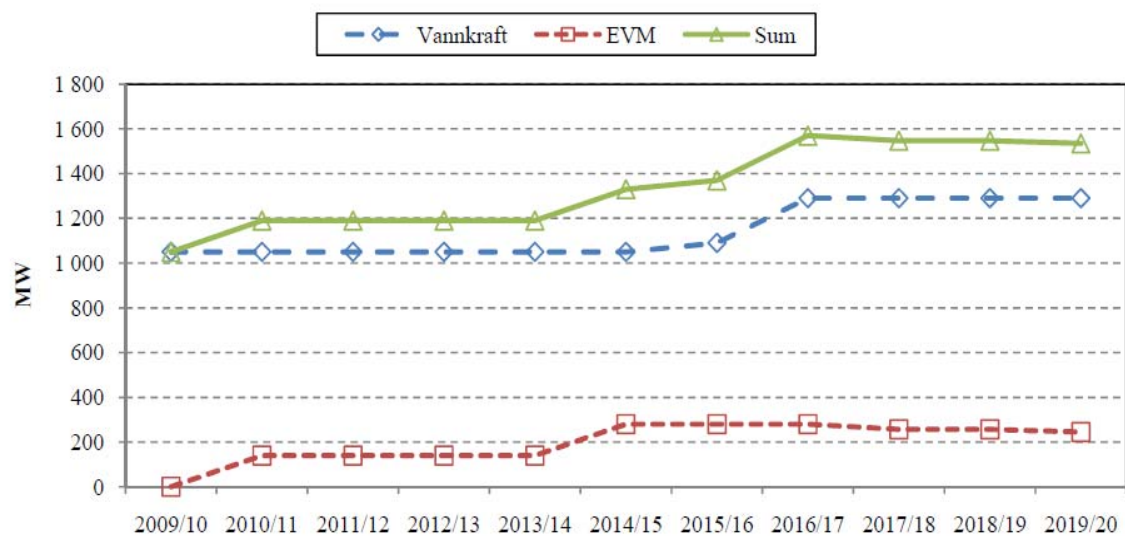


Figur 5-10 Forventet utvikling i kraftproduksjon i BKK-området for vintersesongene i perioden 2010/2011 til 2019/2020. Kilde: Statoil, BKK Produksjon, Statkraft, Statnett, BKK Nett og egne beregninger *

* Vi antar at EVM starter full produksjon 1. januar 2015, og at CO₂-rensingen starter 1. januar 2018 med opptrapping 1. januar 2020. Prognosene for vannkraftproduksjonen baserer seg på gjennomsnittlig vinterproduksjon i eksisterende anlegg. Matre kraftstasjon antas ferdig oppgradert 1. januar 2016, mens Modalen-Mongstad-Kollsnes antas ferdigstilt før sesongen 2016/2017.

Utviklingen i tilgjengelig vintereffekt er oppsummert i Figur 5-11. For EVM er det her lagt til grunn maksimal effekt vinteren 2014/2015, noe som vil overvurdere effekten i deler av denne sesongen.

Dette er konsistent med hvordan vi behandlet effektuttaket i petroleumsindustrien, som også har en stor effektøkning i 2015, jf. kapittel 5.2.



Figur 5-11 Forventet utvikling for effektkapasitet i BKK-området for vintersesongene i perioden 2010/2011 til 2019/2020. Kilde: Statoil, BKK Produksjon, Statkraft, Statnett, BKK Nett og egne beregninger*

* Se note til Figur 5-10 og forklaring i teksten

6. Variasjoner i elektrisitetsforbruk og -produksjon som følge av variasjon i temperatur og nedbør

Elektrisitetsforbruket er avhengig av utetemperaturen og elektrisitetsproduksjon er avhengig av tilsig,²⁸ som igjen bestemmes av nedbør og temperatur. I dette kapitlet ser vi på variasjon i temperatur, nedbør og tilsig gjennom vintersesongen.²⁹ Videre kartlegges sammenhengen mellom temperatur og forbruk før vi diskuterer sammenhengen mellom produksjon, nedbør og tilsig.

6.1. Variasjoner i temperatur, nedbør og tilsig

Dette delkapitlet beskriver først kort en rapport utarbeidet for utvalget av Bjerknessenteret. Deretter ser vi på temperatur, nedbør og tilsig i BKK-området, samt samvariasjonen mellom disse. Videre diskuteres framtidig vintervær for BKK-området de neste ti årene.

Utvalget har bestilt en rapport fra Bjerknessenteret som vurderer dagens og framtidig vintervær i BKK-området. Denne er vedlagt som Vedlegg 2. Rapporten oppsummerer historisk utvikling i temperatur og nedbør i henholdsvis Bergen og på Vestlandet. Her defineres Vestlandet som området fra Ryfylke i sør til Sogn og Fjordane i nord. Rapporten viser at man må tilbake til krigsvintrene 1941/1942 og 1942/1943 for å finne tilsvarende lave temperaturer som man hadde vinteren 2009/2010. Rapporten finner også at vinteren 2009/2010 var den tørreste vinteren siden kvalitetssikrede nedbørsmålinger startet i 1900. Videre dokumenteres det en nær sammenheng mellom vintertemperatur og vinter nedbør på Vestlandet.

Mulige endringer i framtidig vintervær på Vestlandet er også diskutert i rapporten. I datasettet som spenner perioden 1900 til 2010 observeres det en økning i nedbør for alle sesonger bortsett fra sommersesongen. Forfatteren knytter variasjoner i været til NAO-indeksen (se Vedlegg 2), og viser basert på denne at værforholdene man hadde forrige vinter ikke har inntruffet tidligere de siste hundre årene. Atmosfæresirkulasjonen vinteren 2009/2010, uttrykt ved NAO-indeksen, var derfor en meget sjelden hendelse. Videre henviser forfatteren til den brede faglige enigheten som eksisterer rundt hvordan menneskeskapte utslipp av klimagasser og partikler vil påvirke globalt og regionalt klima. På sikt vil man oppleve klimaendringer, men for en korttidshorisont på ett til to tiår er det ikke mulig å predikere disse.

6.1.1. Historisk variasjon i temperatur, nedbør og tilsig, og samvariasjon mellom disse

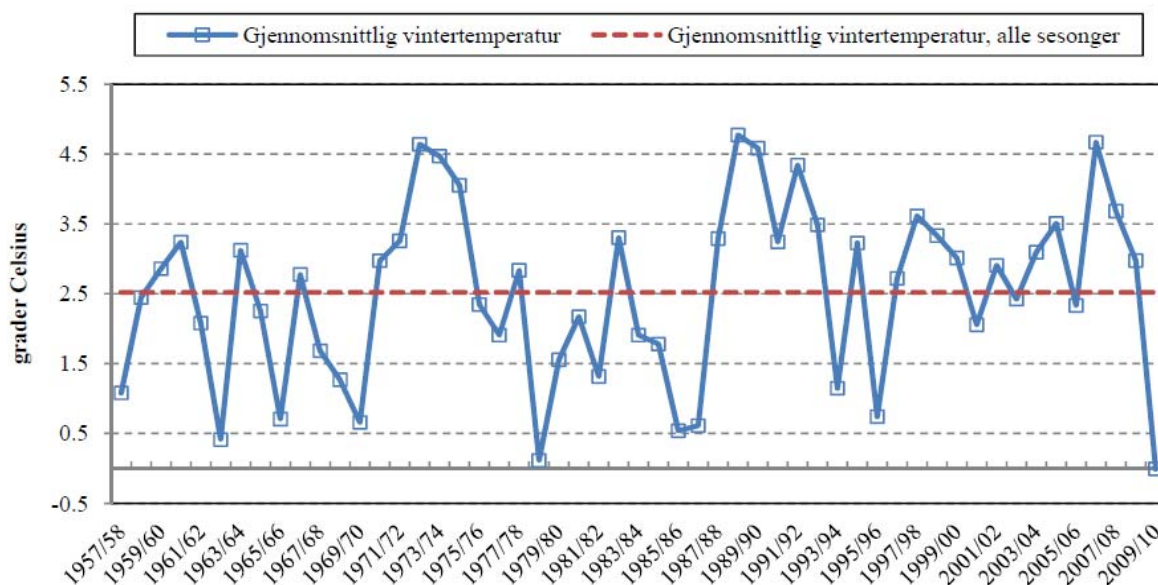
Temperatur

Temperatur påvirker etterspørselen etter elektrisitet. Samtidig er temperaturen indirekte medvirkende til kraftproduksjonen, ettersom kaldt vær i stor grad gir nedbør som snø. Snøen må smelte til vann før den kan anvendes i kraftproduksjon og skaper dermed et tidsvindu mellom tidspunktet for nedbøren og tidspunktet hvor nedbøren kan anvendes i kraftproduksjon.

²⁸ Tilsig er den mengden vann som samlet renner til et vassdrags totale nedbørsfelt og som kan nyttiggjøres i kraftproduksjon.

²⁹ Vintersesongen defineres som månedene desember og januar, februar og mars.

Ser man på vintertemperaturen i Bergen i perioden 1957/1958 til 2009/2010 får man gjennomsnittstemperaturer som vist i Figur 6-1.



Figur 6-1 Gjennomsnittlig temperatur i vintersesongen i Bergen fra 1957/1958 til 2009/2010. Kilde: Meteorologisk institutt*

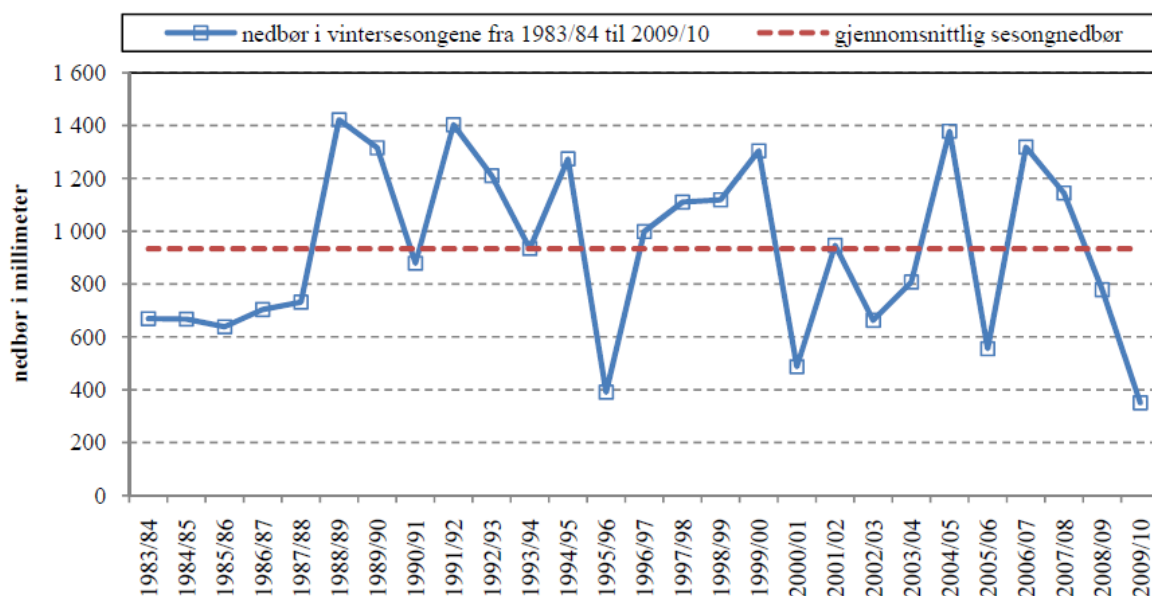
* I dette datasettet eksisterer det en lav, men signifikant, korrelasjon mellom vintertemperaturen fra et år til det neste. Denne er for lav til å påvirke elektrisitetsproduksjon og -forbruk i betydelig grad og er av denne grunn, samt på grunn av usikkerheten rundt framtidig klima, ikke inkludert i videre analyser.

Figuren viser at temperaturen i Bergen gjennom vinteren 2009/2010, som var minus 0,01 grader Celsius, var lavere enn observert tidligere for vintersesonger i perioden 1957/1958 til 2009/2010. Gjennomsnittlig vintertemperatur for årene inkludert i analysen er 2,5 grader Celsius mens standardavviket er 1,3 grader Celsius. Ifølge rapporten fra Bjerknessenteret (Figur 2 i Vedlegg 2), må man tilbake til 1940-tallet for å finne en like kald vinter som 2009/2010. Da ble det observert tre kalde vintre på rad med gjennomsnittstemperatur for vintermånedene under minus én grad Celsius.

Nedbør

Hvor mye kraftproduksjon man har i et område bestemmes blant annet av hvor mye nedbør det er i dette området. Gjennomsnittlig årlig nedbør i Bergen for perioden 1983 til 2009 er 2 515 millimeter. Nedbørsmengden varierer mye og har et standardavvik på 475 millimeter.

Vannet tilgjengelig for kraftproduksjon gjennom en vintersesong bestemmes av magasinfyllingsgraden ved inngangen til sesongen samt tilsiget gjennom sesongen. Tilsiget bestemmes i hovedsak av nedbøren i vinterperioden, samt temperatur. Figur 6-2 viser nedbør i millimeter for vintersesongene fra 1983/1984 til 2009/2010.



Figur 6-2 Nedbør i Bergen gjennom vintersesongen fra 1983/1984 til 2009/2010. Kilde: Meteorologisk institutt

Gjennomsnittlig nedbør i vintermånedene i denne perioden var 933 millimeter og standardavviket var 329 millimeter. Vi legger merke til at vinteren 2009/2010 hadde minst nedbør i denne perioden. Rapporten fra Bjerknessenteret omhandler nedbør i et større område på Vestlandet, og ikke nedbøren i Bergen alene. Rapporten bekrefter at vintersesongen 2009/2010 var svært tørr på Vestlandet (Figur 3 i Vedlegg 2). Observasjonene går tilbake til 1900, og i perioden fram til vintersesongen 2009/2010 har det ikke blitt observert en tilsvarende tørr vinter.

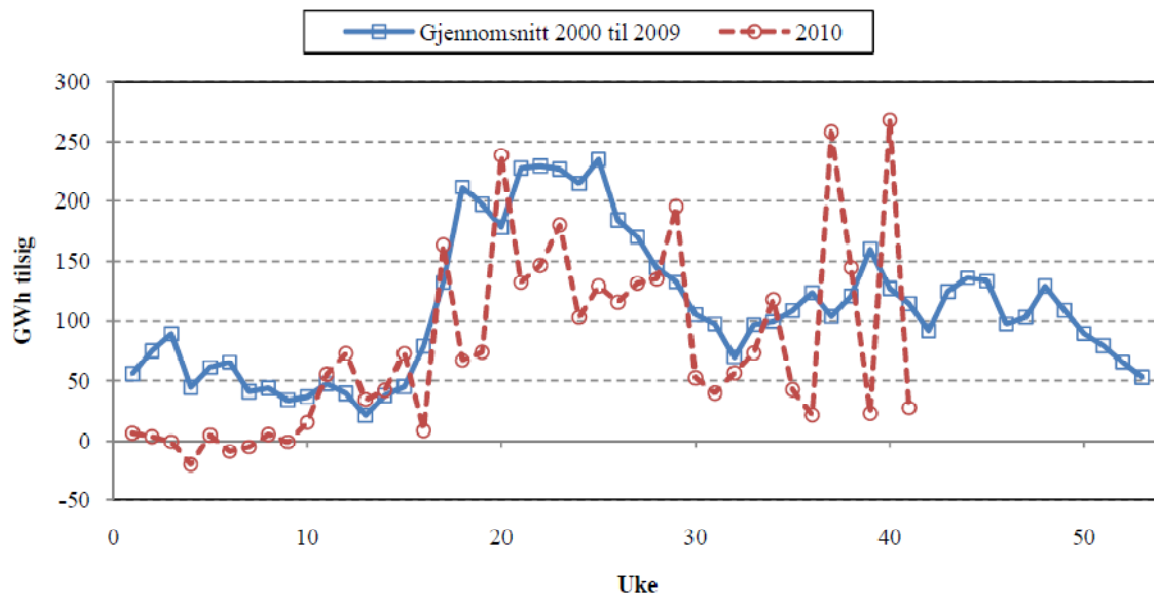
Tilslig

Dersom temperaturen er lav kommer nedbøren som snø og kan dermed ikke anvendes direkte i kraftproduksjonen. I dette avsnittet ser vi nærmere på historisk tilslig gjennom tappesesongen.³⁰ Tilsliget gjennom vintersesongen og magasinutfyllingsgraden ved inngangen til vintersesongen er de viktigste faktorene for hvor høy kraftproduksjonen blir gjennom vintersesongen. Gjennomsnittlig tilslig hver uke for årene 2000 til 2009 er presentert i Figur 6-3. I tillegg vises ukentlig tilslig i 2010.

Som figuren viser kommer store deler av tilsliget i BKK-området i vårfloppen og gjennom sommeren. Januar, februar og mars er normalt måneder med lite tilslig. Det varierer når vårløsningen inntreffer, men den kommer normalt rundt uke 15.

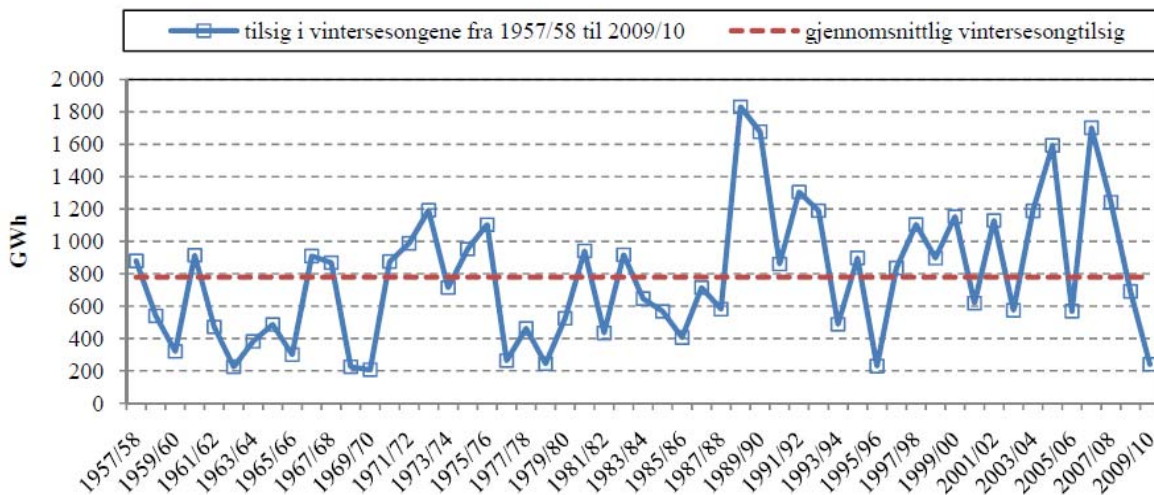
Statnett bruker i sine analyser med Samlast-modellen et konstruert datasett for tilsliget i BKK-området, hvor det tas utgangspunkt i hvordan nedbøren har vært i BKK-området de siste 70 årene (se kapittel 8 for beskrivelse av Samlast-modellen). Ut fra dette genereres et datasett for tilslig til dagens kraftstasjoner. Dette datasettet viser også lavt tilslig gjennom de første månedene av året og vårløsning fra om lag uke 15. Tilslig gjennom vintersesongene fra 1957/1958 til 2009/2010 er presentert i Figur 6-4. Den stipla linjen representerer gjennomsnittlig tilslig gjennom en vintersesong.

³⁰ Her defineres tappesesongen til å inkludere de siste 4,5 ukene av året og de 13 første ukene i det påfølgende år.



Figur 6-3 Gjennomsnittlig tilsig for hver uke i BKK-området i GWh i perioden 2000 til 2009. Den stipla linjen representerer ukentlig tilsig i 2010. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Statnett, BKK Produksjon, Statkraft og BKK Nett*

* Tilsig kan beregnes som magasinendring + produksjon (+ overløp, men dette var ikke tilfelle vinteren 2009/2010). Er tilsigene svært små, noe som var tilfelle de første ukene i 2010, kan unøyaktigheter i virkningsgraden til kraftstasjonene, magasinbeskrivelse eller i måling av magasin høyde, og ikke minst forbitapping, gjøre at det beregnede tilsiget blir noe negativt. Når islagte vann tappes ned gjennom vinteren kan noe av isen bli liggende på tørt land og dermed forstyrre beregningen av tilsig. Videre kan krav om at en minstevannføring skal slippes forbi kraftverkene hele året også være medvirkende årsak.



Figur 6-4 Tilsig gjennom vintersesongen i perioden 1957/1958 til 2009/2010. Den stipla linjen representerer gjennomsnittet. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Statnett, BKK Produksjon, Statkraft og BKK Nett*

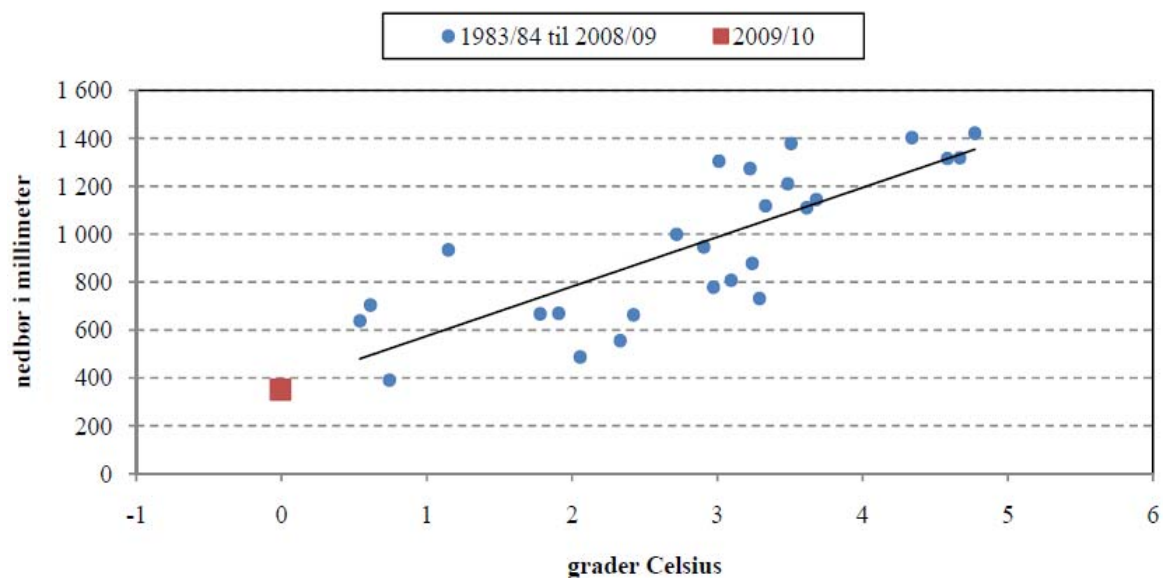
* For perioden fram til 2000 baseres tilsiget på Statnett sine konstruerte data mens perioden fra 2000 til 2010 er basert på egne beregninger. Her er det tatt utgangspunkt i magasinutfyllingsgrad og produksjon for å beregne tilsiget.

Gjennomsnittlig vintertilsig i perioden fra 1957/1958 til 2009/2010 var på 779 GWh, mens standardavviket var 411 GWh. Laveste tilsig hadde man i vintersesongen 1969/1970 med 206 GWh i

tilsig mens høyeste tilsig hadde man sesongen 1988/1989 med 1 831 GWh i tilsig. Tilsiget gjennom vintersesongen 2009/2010 var på 240 GWh.

Samvariasjon mellom temperatur og nedbør

Temperatur og nedbør samvarierer ettersom lave temperaturer ofte gir lite nedbør. Sammenhengen mellom temperatur og nedbør i Bergen for vintersesongene i perioden 1983/1984 til 2009/2010 er presentert i Figur 6-5.

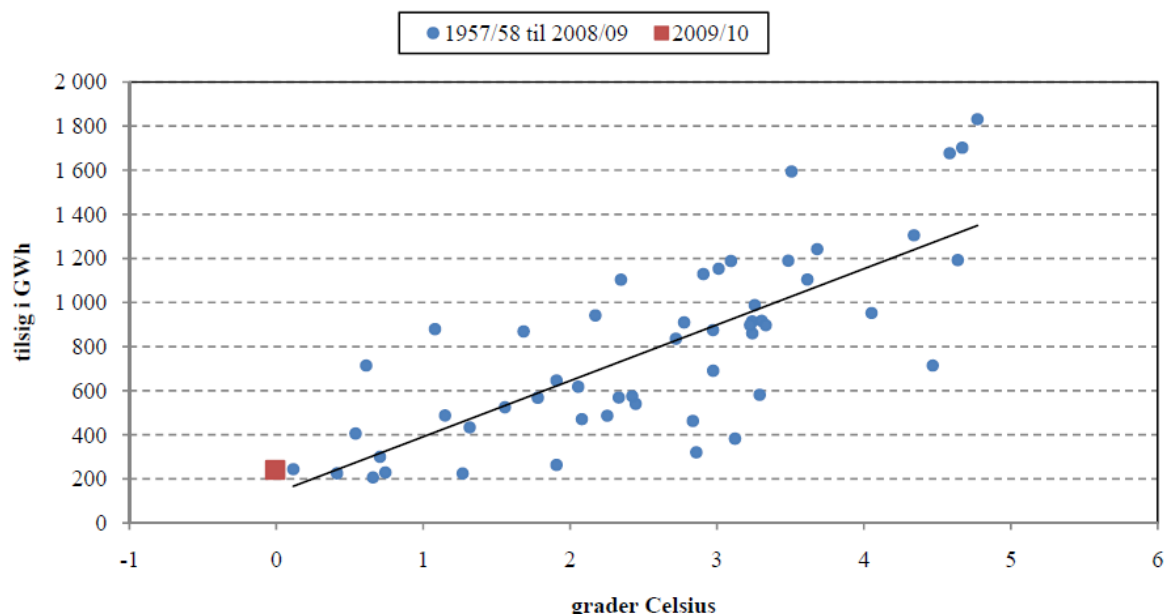


Figur 6-5 Sammenhengen mellom vinternedbør og vintertemperatur i Bergen for sesongene fra 1983/1984 til 2009/2010. Sesongen 2009/2010 er representert ved firkanten i figuren. Kilde: Meteorologisk institutt

Figur 6-5 viser at vintersesonger med lav gjennomsnittstemperatur historisk har hatt mindre nedbør enn vintersesonger med høy gjennomsnittstemperatur. Den røde firkanten i figuren representerer vintersesongen 2009/2010. Dette er den kaldeste vintersesongen i denne perioden samtidig som det er sesongen med minst nedbør. Dette forholdet blir bekreftet av Bjerknesrapporten (Figur 4 i Vedlegg 2), hvor man finner fjorårets vinter som den tredje kaldeste sesongen og sesongen med minst nedbør i perioden 1900 til 2010. Man kan derfor konkludere med at vintersesongen 2009/2010 i Bergen var et ekstrem-år hva nedbør og temperatur angikk.

Samvariasjon mellom temperatur og tilsig

Når temperaturen faller kommer det mindre nedbør og store deler av nedbøren kommer i form av snø som lagres i naturen inntil den smelter. Ser man på forholdet mellom temperatur og tilsig for hver av vintersesongene fra 1957/1958 til 2009/2010 får man sammenhengen som vist i Figur 6-6.



Figur 6-6 Forholdet mellom temperatur i Bergen og tilsig i BKK-området for vintersesongene 1957/1958 til 2009/2010.
 Kilde: Egne beregninger basert på data fra Meteorologisk institutt, Statnett, BKK Produksjon, Statkraft og BKK Nett

Figur 6-6 viser at det er en sterk sammenheng mellom tilsiget gjennom en vintersesong og gjennomsnittstemperaturen for sesongen. Vintersesonger med lave temperaturer har mindre tilsig, og man blir dermed mer avhengig av vannet man hadde i magasinene ved inngangen til sesongen samt importkapasiteten til området for å sikre forsyningen i området.

Dersom det er lite nedbør gjennom høsten reduseres muligheten til å fylle vannmagasinene. Det er ingen statistisk signifikant samvariasjon mellom tilsiget gjennom høsten og tilsiget gjennom vintersesongen. Det er heller ingen klar korrelasjon mellom magasinbefyllingen i begynnelsen av vintersesongen og tilsiget gjennom vintersesongen. Dermed kan magasinbefyllingsgraden ved inngangen til vinteren og tilsiget gjennom vintersesongen ses på som viktige og uavhengige parametere som påvirker kraftproduksjonen gjennom vinteren.

6.1.2. Forventet utvikling i temperatur og tilsig de neste ti årene

Rapporten fra Bjerknessenteret gir ikke grunnlag for å forvente systematiske endringer i temperatur og nedbør den kommende tiårsperioden. Dermed er historiske observasjoner for gjennomsnittstemperatur og standardavvik det beste utgangspunktet for å anta noe om temperaturene i den kommende tiårsperioden. Fra kapittel 6.1.1 har vi at gjennomsnittstemperaturen for vintermånedene i perioden 1957/1958 til 2009/2010 er 2,5 grader Celsius med et standardavvik på 1,3 grader Celsius. Antar man at temperatur er normalfordelt er et tosidig 95 prosent konfidensintervall for årlig vintertemperatur representert ved $[-0,05; 5,05]$. Dette konfidensintervallet gir utgangspunkt for studier av forbruk i alminnelig forsyning, som i stor grad påvirkes av temperatur.

6.2. Variasjoner i elektrisitetsforbruk som følge av temperaturvariasjoner

Kraftforbruket fordeler seg mellom alminnelig forsyning, petroleumsindustrien og kraftkrevende industri. I det følgende vil vi se nærmere på variasjonen i forbruket i alminnelig forsyning som følge

av temperaturvariasjon før vi kort diskuterer variasjoner innen petroleumsindustrien og kraftkrevende industri knyttet til temperaturvariasjoner.

6.2.1. Alminnelig forsyning

Store deler av elektrisitetsforbruket innen alminnelig forsyning går til oppvarmingsformål. Vi vil derfor først presentere resultater fra studier av forholdet mellom temperatur og elektrisitetsforbruk. Deretter vil vi presentere historisk samvariasjon mellom forbruk og temperatur i BKK-området.

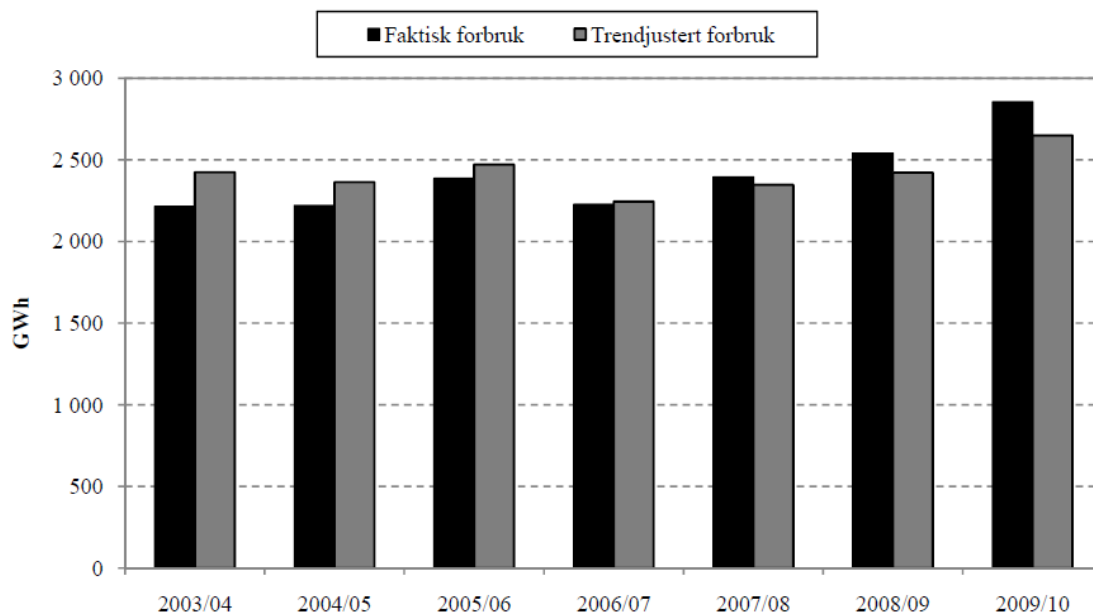
Utvalget har bestilt en rapport fra Statistisk sentralbyrå som med utgangspunkt i deres statistikk og forskning gir en oversikt over utviklingen i strømforbruket i alminnelig forsyning, se Vedlegg 3. Formålet med rapporten er å beskrive hoveddriverne bak utviklingen i forbruket. Forfatteren anser det rimelig å anta at hovedtrekkene i utviklingen i alminnelig forsyning i Norge som helhet, samt drivkreftene bak utviklingen, er representative også for utviklingen i Hordaland. I diskusjonen skilles det mellom effektforbruk og energiforbruk.

Analysen konkluderer med at forbruket i alminnelig forsyning klart avhenger av utetemperaturen både hos husholdningene og hos de fleste næringskundene. Temperaturfølsomheten er svært sterk hos husholdningene og kundene i primærnæringene, hvor andelen av forbruket som går til oppvarming er relativt høy. Studien analyserer også hvor mye forbruket øker ved endringer i utetemperaturen.

Forholdet mellom forbruk i alminnelig forsyning og utetemperaturen er også studert ved Norges vassdrags- og energidirektorat (Johnsen, 2010). I en empirisk studie av etterspørsel og temperatur er formålet å forbedre eksisterende temperaturkorrigeringsmetoder. Forfatterne modellerer etterspørselen etter elektrisitet (i GWh) som funksjon av endringen i etterspørselen i tidligere perioder, nivået i tidligere perioder, endringer i elektrisitetspris og prisnivået i tidligere perioder. Videre inkluderes ulike parametre som påvirker etterspørselen, deriblant temperatur og heating degree days (HDD).³¹ Analysene viser at temperatur påvirker etterspørselen etter elektrisitet, og at dersom HDD øker med én grad øker etterspørselen med 3,4 prosent.

Ser man på forbruket i vintersesongen fra 2003/2004 til 2009/2010 får man forholdet som vist i Figur 6-7. Figuren viser at forbruket gjennom vintermånedene har steget noe de siste sesongene. Figuren viser også trendjustert forbruk, som gir et bedre bilde av hvordan forbruket varierer fra år til år (se note til figuren for nærmere forklaring). Standardavviket av trendjustert vinterforbruk er 126 GWh.

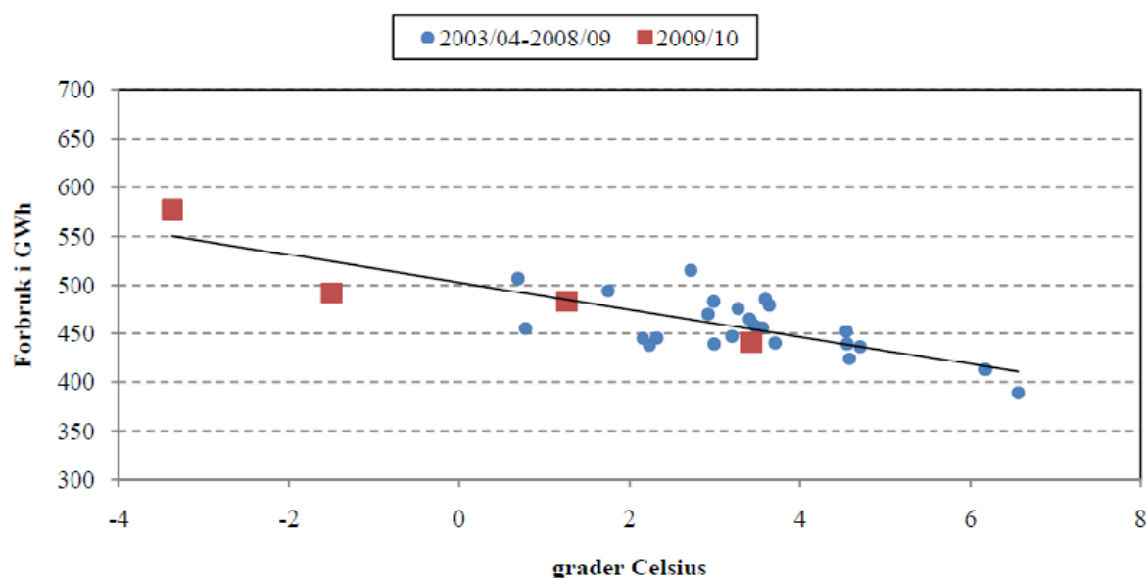
³¹ HDD, heating degree days, er differansen mellom utetemperaturen og 18 grader Celsius. Man antar at bygninger ikke behøver oppvarming når utetemperaturen er over 18 grader Celsius. Dermed sier HDD noe om energibehovet til oppvarming i bygningsmassen.



Figur 6-7 Elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning i BKK-området for vintersesongene fra 2003/2004 til 2009/2010. Kilde: BKK Nett*

* Trendjustert forbruk er beregnet ved først å temperaturkorrigere faktisk forbruk, deretter beregne trenden i temperaturkorrigert forbruk fra 2003/2004 til 2009/2010, og så justere det faktiske forbruket for denne trenden. Nivået på denne serien er justert slik at 2009/2010 viser temperaturkorrigert forbruk den vinteren.

Figuren under viser månedsforbruket av elektrisitet gjennom vintermånedene for perioden desember 2003 til mars 2010 når man har justert for trend i forbruksvekst. Figuren viser at forbruket øker når temperaturen synker. Sesongen 2009/2010 var spesielt kald, og medførte dermed et spesielt høyt forbruk av elektrisitet. Noe av det økte forbruket kan ha kommet fra generell forbruksøkning.

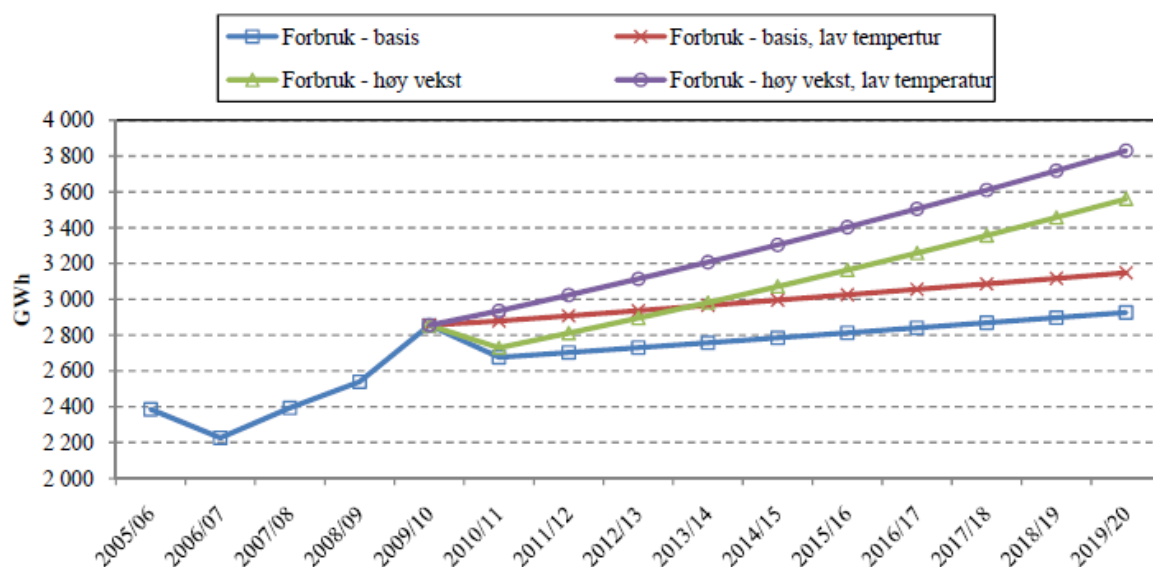


Figur 6-8 Trendjustert månedsforbruk versus temperatur i vintermånedene i perioden desember 2003 til mars 2010. Sirklene representerer perioden desember 2003 til mars 2009 mens firkantene representerer desember 2009 til mars 2010. Kilde: BKK Nett og Meteorologisk institutt

Forventet vinterforbruk i alminnelig forsyning fram mot 2020 er beskrevet i kapittel 5.1 (*Basis scenario*). Kapitlet introduserer også et alternativ med høy forbruksvekst kalt *Høy vekst scenario*. Basert på diskusjonen i kapittel 6.1 antar vi at gjennomsnittstemperaturen i en vintersesong kan bli 2,6 grader lavere enn forventningsverdien innenfor et 95 prosent tosidig konfidensintervall. Vi vil referere til dette som spesielt lav vintersesongtemperatur.

Den tradisjonelle metoden for temperaturkorrigering av forbruk brukt i NVE legger til grunn at én grad Celsius lavere temperatur gir 1,5 prosent høyere forbruk i alminnelig forsyning. SSB sine analyser i Vedlegg 3 viser i likhet med Johnsen (2010) en høyere forbruksøkning ved lavere temperaturer sammenlignet med den tradisjonelle metoden. Utvalget velger å legge til grunn en temperaturfølsomhet på tre prosent. Dette betyr at én grad Celsius lavere temperatur antas å øke forbruket med tre prosent. Dette er konsistent med forholdet mellom temperatur og trendjustert forbruk illustrert i Figur 6-8.

Figur 6-9 viser forbruk under *Basis scenario*, *Basis scenario* med spesielt lav temperatur, *Høy vekst scenario* og *Høy vekst scenario* med spesielt lav temperatur.



Figur 6-9 Utvikling i forbruk hos alminnelig forsyning i BKK-området under *Basis scenarioet*, *Høy vekst scenarioet* og hvert av disse scenarioene ved spesielt lav vintertemperatur. Merk at y-aksen ikke starter ved null GWh. Kilde: BKK Nett og egne beregninger

Figur 6-9 viser at ved spesielt lav vintersesongtemperatur øker forbruket betraktelig. Hvordan dette påvirker forsyningssikkerheten i BKK-området er videre omtalt i kapittel 8.

6.2.2. Petroleumsindustrien og kraftkrevende industri

Forbruket i petroleumsindustrien varierer med etterspørselen etter gass på kontinentet. Denne er påvirket av temperaturforholdene ettersom store deler av gassen blir brukt til oppvarmingsformål, enten direkte hos sluttbrukerkunden eller i gasskraftverk som produserer elektrisitet. Ser man på samvariasjonen mellom døgntemperaturen i Bergen og døgntemperaturen i Hamburg får man en korrelasjonskoeffisient på 0,8. Produksjonen ved Troll A og Kollsnes går imidlertid normalt for fullt om vinteren, slik at ekstra kalde vintre ikke vil gi noe høyere kraftforbruk enn det som ligger inne i prognosene. Forventet uttak i petroleumsindustrien er diskutert i kapittel 5.1.

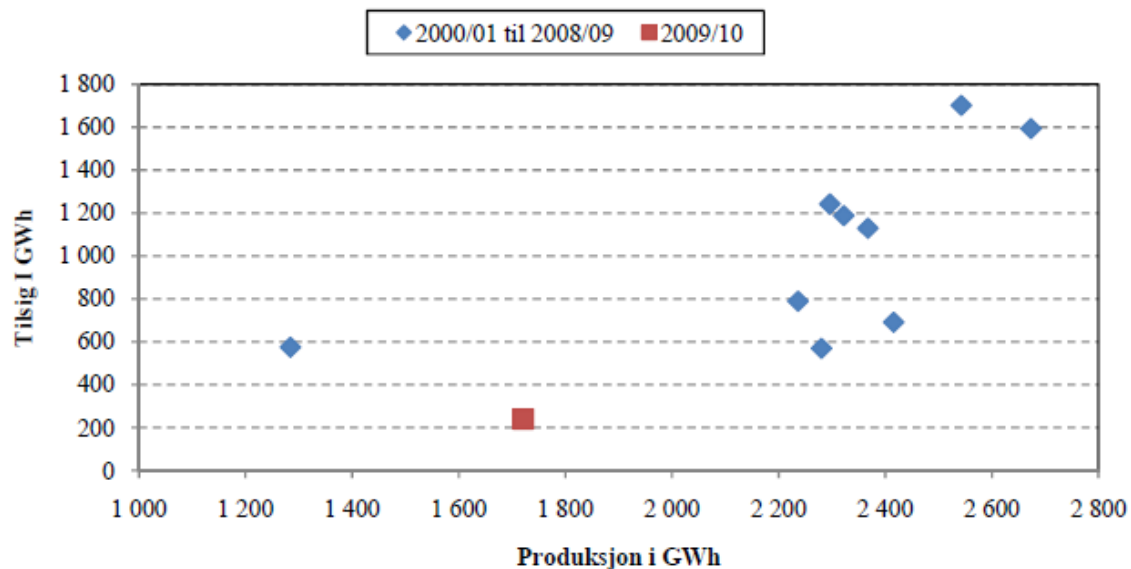
Kraftkrevende industri har historisk vært en dominerende forbruker av elektrisitet i flere regioner på Vestlandet. Store industribedrifter er lagt ned og kraftkrevende industri bidrar derfor ikke lenger i større grad verken til energi- eller effektforbruk i BKK-området. Variasjonen i energi- og effektuttaket hos de gjenværende bedriftene er liten, og vi velger derfor å se bort fra variasjonen hos disse i de videre analysene.

6.3. Variasjoner i elektrisitetsproduksjon som følge av temperatur- og tilsigsvariasjoner

I dette delkapitlet studeres hvordan kraftproduksjonen varierer med temperatur og tilsig.

Gjennomsnittlig vinterproduksjon i sesongene fra 2000/2001 til 2009/2010 var 2 214 GWh. Sesongen 2004/2005 hadde høyest kraftproduksjon med hele 2 673 GWh mens sesongen 2002/2003 hadde under halvparten av denne produksjonen, med 1 284 GWh. Standardavviket er på hele 410 GWh, noe som indikerer at kraftproduksjonen i området varierer mye.

Tilsig kan enten brukes umiddelbart til kraftproduksjon eller spares i magasin hvor dette er tilgjengelig. Figur 6-10 viser sammenhengen mellom tilsig og kraftproduksjon for vintersesongene 2003/2004 til 2009/2010.



Figur 6-10 Produksjon versus tilsig målt i GWh i BKK-området for vintersesongene 2003/2004 til 2009/2010. Kilde: Egne beregninger basert på data fra Statnett, BKK Produksjon, Statkraft og BKK Nett

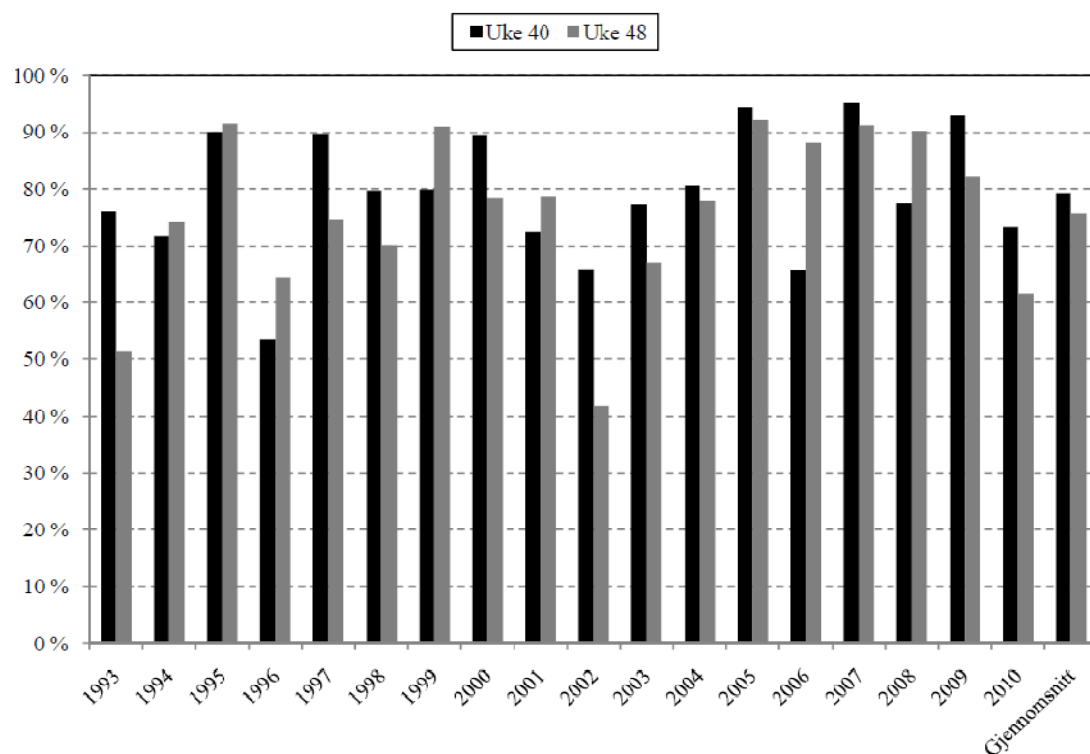
Figuren viser at historisk har sesonger med høyere tilsig gitt høyere produksjon. Unntaket er observasjonen lengst til venstre i Figur 6-10 som representerer produksjon og tilsig for vintersesongen 2002/2003. Man gikk inn i denne sesongen med svært lave magasinfyllinger, og dermed ble produksjonen gjennom vintersesongen også lav. Betydningen av magasinfyllingsgraden ved inngangen til vintersesongen er videre diskutert i kapittel 8.

Nye vind- og vannkraftanlegg kan bidra til økt kraftproduksjon i BKK-området. Flere anlegg er konsesjonssøkt, som omtalt i kapittel 5.4. Vannkraftanleggene er i hovedsak småkraftanlegg. Disse har ikke lagringsmuligheter for vann og vil dermed bidra til økt volatilitet i kraftforsyningen. I tillegg til

småkraftverk er det flere vindkraftparker i området som er konsesjonssøkt. Det er en positiv korrelasjon mellom vind og temperatur gjennom vintersesongen. Det vil si at sterk vind opptrer oftest i sesonger med relativt høye temperaturer, og omvendt. Spesielt lave temperaturer vinterstid opptrer som regel ved vindstille, klare netter. I disse timene vil ikke vindkraft bidra positivt i kraftbalansen. Dette tilsier at vindkraft ikke er egnet som effektreserve gjennom kalde perioder, men kan til en viss grad bidra positivt til energibalansen gjennom vinteren.

6.4. Historiske variasjoner i magasinifylling ved inngangen til vinteren

Fyllingsgraden i magasinene ved inngangen til tappesesongen påvirker hvor mye energi man har tilgjengelig til kraftproduksjon gjennom vinteren. Ettersom det er lav magasinkapasitet i BKK-området, som omtalt i kapittel 5.4, og kraftselskapene ønsker å unngå flomtap gjennom for fulle magasiner ved inngangen til sesongen, varierer fyllingsgraden forholdsvis mye. Figur 6-11 viser magasinifyllingsnivået i BKK-området i uke 40 og 48 fra 1993 til 2010.



Figur 6-11 Magasinifyllingsgrad i BKK-området i uke 40 og 48 for årene 1993 til 2010. Kilde: Statnett

I perioden 1993 til 2010 har fyllingsgraden i uke 40 variert mellom 53 og 95 prosent, med et gjennomsnitt på 79 prosent og et standardavvik på 11 prosent. I samme periode har fyllingsgraden i uke 48 variert mellom 42 prosent og 92 prosent, med et gjennomsnitt på 77 prosent og et standardavvik på 15 prosent. Som nevnt i kapittel 6.1.1 er det ingen korrelasjon mellom magasinifyllingsgraden i begynnelsen av vintersesongen og tilsiget gjennom vintersesongen.

7. Mulige tiltak for forbedret forsyningssikkerhet

I dette kapitlet presenteres og drøftes tiltak som kan være aktuelle for å forbedre forsyningssikkerheten til BKK-området i påvente av en tredje linje mellom regionen og sentralnettet for øvrig. Vi drøfter både varige tiltak og tiltak av mer midlertidig karakter – felles for dem er at de kan tenkes å være aktuelle forholdsvis raskt. Drøftingen av det enkelte tiltak har til hensikt å avdekke realismen i tiltaket innenfor utvalgets analysehorisont (fram til 2020), i hvilken grad det kan tenkes å forbedre forsyningssikkerheten og om kostnadene ved tiltaket synes å stå i et rimelig forhold til gevinstene. Der det har vært mulig og hensiktsmessig, har vi utført modellsimuleringer av tiltakenes effekt (se kapittel 8).

Rekkefølgen i presentasjonen av de ulike tiltakene i dette kapittel er ikke uttrykk for rangering eller prioritering av tiltakene fra utvalgets side – vi kommer tilbake til det i kapittel 8. Rekkefølgen er snarere preget av at tiltak på etterspørselssiden er behandlet først, dernest tiltak på tilbudssiden og til sist tiltak som retter seg mot nettet og/eller selve markedsfunksjonaliteten. Det betyr også at effekt- og energirettede tiltak er behandlet om hverandre.

Som systemansvarlig selskap i Norge har Statnett ansvaret for å sikre momentan balanse i kraftsystemet – også i perioder med knapphet. Statnett har til sin disposisjon flere virkemidler til å ivareta denne oppgaven. Som en introduksjon til utvalgets gjennomgang av mulige tiltak for forbedret forsyningssikkerhet i påvente av bedre nettkapasitet mellom BKK-området og resten av sentralnettet, innledes framstillingen med en kort presentasjon av Statnetts virkemidler for så vel ordinære driftssituasjoner som såkalte svært anstrengte kraftsituasjoner.

7.1. Statnetts eksisterende virkemidler

Statnett skiller mellom ordinære og svært anstrengte driftssituasjoner (SAKS – Svært Anstrengt KraftSituasjon). Hensikten med alle virkemidlene er å sikre momentan balanse, både ”nå” og ”på sikt”. ”På sikt” betyr ikke at Statnett har noe ansvar for å bygge ut ordinære kraftverk der hvor det framstår som den beste løsningen for en god kraftforsyning. Derimot betyr det at Statnett har frihet til å sikre seg at egnede virkemidler er tilgjengelig ikke bare den nærmeste tiden, men også så langt inn i framtiden selskapet mener det er hensiktsmessig. Framstillingen nedenfor er basert på Statnetts analyse av tiltak for å unngå eller mestre Svært Anstrengte KraftSituasjoner (Statnett, 2005). Listen er ikke nødvendigvis komplett, ettersom nye tiltak eller prosedyrer kan ha blitt aktualisert etter 2005.

Virkemidler som *kan* ha særlig stor og uønsket virkning på kraftmarkedet er som utgangspunkt forbeholdt svært anstrengte kraftsituasjoner. For mindre dramatiske situasjoner og tilstander har Statnett en rekke virkemidler til disposisjon. Statnett er ikke bundet til å gjennomføre tiltakene i rekkefølgen nedenfor, men må vurdere hvilke(t) virkemidler som er best egnet i den aktuelle situasjonen. De har også nødvendig frihet til hele tiden å vurdere om det er behov for nye virkemidler. Virkemidlene i ordinære og utfordrende driftssituasjoner er som følger:

1. **Opprette separat Elspotområde.** Bruk av prismekanismen er det viktigste virkemidlet for å koordinere aktørenes tilpasning. Knapphet på energi, effekt og/eller overføringskapasitet bør slik sett i størst mulig utstrekning få slå gjennom i prisdannelsen.
2. **Innhente detaljert informasjon fra aktørene.** Dersom Statnett ber aktørene i engrosmarkedet om mer detaljert informasjon enn de vanligvis gjør, får Statnett et bedre

grunnlag for sin eventuelle bekymring for energi- eller effektbalansen i det aktuelle området. Det faktum at Statnett spør om mer informasjon er også et sterkt signal om at situasjonen kan være bekymringsfull, men dette signalet når bare (enkelte) aktører i engrosmarkedet.

3. **Gi mer detaljert informasjon til aktørene (i engrosmarkedet).** Systemansvarlig er pålagt å gi visse typer informasjon til markedsaktørene, for eksempel om begivenheter i nettet, alvorlige feil og lignende. Praksis er for eksempel at magasindata ikke offentliggjøres med en finere oppløsning enn Elspotområdene.³² Men dersom ytterligere informasjon kan bidra til at markedet får et bedre grunnlag for å agere rasjonelt, kan Statnett eventuelt gå ut med det. Det kan for eksempel være dersom det er forhold ved magasinstatistikken som gjør det vanskelig å tolke den rett – noe som ville vært tilfellet dersom ett stort restmagasin dominerer statistikken, eller informasjon om spesielle forhold tilsier at lokale områder inne i et knapphetsområde må ha produksjon til enhver tid.
4. **Avlyse revisjoner.** Statnett har fullmakt til å avlyse revisjoner i nett- og produksjonsanlegg, dersom det er nødvendig for å ivareta en tilfredsstillende forsyningssikkerhet.
5. **Informasjonskampanje rettet mot allmennheten.** I en knapphetssituasjon kan det være aktuelt å oppfordre til større forbruksreduksjoner enn det "passiv" bruk av prismekanismer eventuelt utløser. Mediebildet er imidlertid krevende, og det er krevende å sikre at rett budskap når fram til rette vedkommende. Et sentralt spørsmål er også om det er Statnett, lokale nett- eller kraftselskap, NVE, Enova, OED eller andre som skal/bør stå som avsender av informasjonen.
6. **Systemvern og/eller reservekomponenter** for å øke importkapasiteten til området, for eksempel transformatorer eller kondensatorbatteri. Belastningsfrakobling (BFK) er verktøy i Statnetts portefølje, og øker importgrensene like mye som belastningen bak systemvernet. Vi viser til kapittel 3 for nærmere omtale av BFK. Dersom transformatorkapasitet er den knappe faktoren, kan installasjon av reservetrafoer tillate økt belastning.
7. **Utkobling av kjeler** for elektrisitet og alternative brensler, som ikke allerede er koblet ut. I en tilstrekkelig alvorlig knapphetssituasjon skal prissignalene normalt sørge for at kjelkunder har gått ut av kraftmarkedet på egenhånd, men er det elkjeler som stadig bruker elektrisitet, kan Statnett bestemme at de faktisk går over til sitt alternative brensel.
8. **Spesialregulere produksjon for å sikre full import.** Dersom importkapasiteten ikke utnyttes fullt ut i alle timer, og systemansvarlig mener dette er urovekkende, kan man eventuelt spesialregulere produksjon ned slik at importkapasiteten utnyttes fullt ut.³³
9. **Spesialregulere ned produksjon for å spare vann** i særlig viktige kraftverk. Dersom viktige magasin i en region står i fare for å gå tomme for vann, kan spesialregulering være aktuelt. Er det generelt stor knapphet på vann i området, kan systemansvarlig regulere produksjonen ned i timer med ledig importkapasitet. En viktig problemstilling er imidlertid at spesialregulering

³² Før Statnett drøftet inndeling av Elspotområdene i 2005 (Statnett, 2005), var det ikke vanlig at magasininformasjon ble kunngjort på annen måte enn for landet inndelt i tre faste delområder, som ikke nødvendigvis var sammenfallende med Elspotområdene. Dagens praksis er altså slik at én av de viktige virkningene av å etablere nye, mindre Elspotområder, er mer detaljert magasininformasjon. Magasinstanden i hvert enkelt magasin regnes som kommersielt sensitiv informasjon, og er dermed bare kjent for magazineieren og de som selv tar seg bryet med å se etter i terrenget. Forvaltningsloven legger begrensninger på offentliggjøring av slik kommersielt sensitiv informasjon.

³³ Det motsatte var tilfellet sist vinter, da Statnett spesialregulerte BKK Produksjon opp for å unngå overlast på BKK-snittet. Det tilsier at i perioden med spesialregulering verdsatte BKK Produksjon deler av sitt eget vann høyere enn områdeprisen, slik at deres produksjon ble "lav". Ved spesialregulering opp, betaler Statnett den merprisen som er nødvendig for å øke produksjonen. Spesialregulering oppover er imidlertid ikke etablert som et tiltak i Statnetts egen oversikt over tiltak i anstrengte og svært anstrengte kraftsituasjoner (Statnett, 2005).

nedover kan føre til at aktørene øker sine produksjonsplaner tilsvarende. Nedreguleringen har i så fall ingen virkning på balansen. Samlet er virkningen dermed usikker.

10. Driftskobling med redusert driftssikkerhet. Se vårt kapittel 3.1 om drift med N-1/2 og N-1.

Det er Statnett som beslutter iverksettelse av tiltak 1 til 10 ut fra en samlet vurdering i hvert enkelt tilfelle. Generelt blir bruken styrt av systemansvarsforskriften (FoS).³⁴ Statnett er ikke bundet til å ta i bruk tiltakene i stigende rekkefølge, men å se situasjonen an i hvert enkelt tilfelle. Målet er å sikre driften til en lavest mulig kostnad og uten utkoblinger av forbruk (utenom elkjeler som nettopp skal kobles ut når knappheten er stor).

Tiltak 1 til 3 kan gjennomføres uten (nevneverdig) kostnad for Statnett. Ved avlyste revisjoner i produksjonsanlegg må Statnett dekke aktørenes faktiske merkostnader, men det er normalt et relativt rimelig tiltak. Informasjonstiltak har generelt lav kostnad, men de har også usikker nyttevirkning. Systemvern er også relativt rimelig, spesielt for Statnett, men det omfordeler risikoen for og det potensielle omfanget av utkoblinger av forbruk (mellom aktørgrupper). Utkobling av kjeler regnes også som et relativt rimelig tiltak, men potensialet må forventes å være begrenset ettersom kraftprisen normalt vil ha stimulert de fleste til å gå over til alternativt brensel allerede dersom Statnett får behov for å bedre balansen mer aktivt. Spesialregulering kan innebære betydelige kostnader for Statnett.³⁵ Den samfunnsøkonomiske kostnaden er ikke like stor, men virkningen kan være usikker, spesielt dersom tiltaket brukes over tid. Spesialregulering innebærer også at noen aktører stilles overfor andre priser enn markedet for øvrig, se også diskusjon i kapittel 7.4.

Skulle tiltak 1 til 10 ikke være tilstrekkelig for å håndtere kraftsituasjonen, kan Statnett iverksette SAKS-tiltak. Dette krever godkjenning fra NVE i hvert enkelt tilfelle. Følgende SAKS-tiltak kan iverksettes:

- 11. Innløsning av energiopsjoner.** Energiopsjoner er avtaler med større forbrukere som på avtalte 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, må de innhente tillatelse fra NVE i hvert enkelt tilfelle. Virksomhetene mottar i så fall en avtalt kompensasjon for å redusere forbruket (de selger energi tilbake til Statnett, som igjen selger den videre i Elspot).
- 12. Igangsetting av reservekraftverk.** Statnett har cirka 300 MW gassturbiner i Midt-Norge, nærmere bestemt på Nyhamna og Tjeldbergodden. Ved overhengende fare for rasjonering kan Statnett etter søknad til NVE starte kraftproduksjon i disse anleggene. Anleggene kan generelt ikke tas i bruk hvis det kun er effektknapphet, men vinteren 2009/2010 fikk Statnett også tillatelse til å ha anleggene i beredskap for effektstøtte dersom kritiske nettkomponenter i Midt-Norge skulle få feil.

Vilkårene for å benytte energiopsjoner og reservekraftverk er svært strenge. Det er presisert i så vel forarbeid, søknader, konsesjoner og utslippstillatelser at siktemålet ikke kan være å redusere kraftpriser, men forhindre rasjonering. At de eventuelt vil medvirke til lavere (ikke fullt så høye) priser enn man ellers ville ha hatt, oppfattes i den sammenheng mer som en ulempe enn en fordel. Det skyldes at det i knapphetssituasjoner er viktig at prisene får anledning til å fullføre sin oppgave;

³⁴ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FOR 2002-05-07 nr 448), www.lovdata.no

³⁵ Statnetts inntektsramme gir Statnett insentiver til å minimere bruken av spesialregulering til fordel for eksempelvis separat anmeldingsområde.

belønne de som kan stille energi til disposisjon for markedet, enten ved redusert forbruk eller økt kraftproduksjon. Bruk av energiopsjoner eller reservekraftverk skal ideelt sett ikke svekke disse insitamentene. Det er også lagt vekt på at for hyppig bruk av for eksempel reservekraft vil kunne påvirke tilpasning for annen produksjon og forbruk slik at virkningen av tiltaket i en svært anstrengt situasjon svekkes.

7.2. Energisparetiltak, energi- og effekteffektivisering og andre forbrukstiltak

I dette avsnittet drøftes tiltak som er egnet til å redusere energi- og effektterspørselen med virkning allerede før 2020. Stikkordene som behandles er ENØK-tiltak, innføring av avanserte målesystemer (AMS) og bruk av realtidspriser. Reduksjoner som skyldes høyere priser omtales primært i avsnitt 7.10 om BKK-området som eget Elspotområde. Forbruksreduksjoner som skyldes økt bruk av fjernvarme er behandlet i avsnitt 7.3. Informasjonstiltak kan også være svært virkningsfulle – ikke minst når en eventuell knapphetssituasjon har oppstått eller er i ferd med å oppstå. Tidligere erfaring har vist at ad hoc informasjonskampanjer får betydelig oppmerksomhet og bidrar til tidlig adferdsendring. Informasjon vil også være svært viktig i relasjon til så vel ENØK-tiltak og AMS omtalt nedenfor, som flere av de andre tiltakene drøftet i dette kapitlet. Vi har imidlertid ikke fokusert på informasjon som et separat tiltak.

7.2.1. ENØK-tiltak

Med ENØK-tiltak menes tiltak forbrukeren kan gjøre for å redusere energibehovet til ulike prosesser. Det siktes vanligvis til tiltak hvor kostnadene ved gjennomføring er mindre enn verdien av det reduserte energiforbruket. Begrepet brukes om tiltak både i husholdninger og for øvrige kraftforbrukere. I husholdningsmarkedet er etterisolering og utskifting av vinduer, som kan gi betydelige reduksjoner i energiforbruket i eldre bygninger, eksempler på ENØK-tiltak. For industrien er energistyring og gjenbruk av spillvarme vanlige eksempler. ENØK-tiltak i husholdninger og næringsbygg vil vanligvis resultere i redusert energiforbruk (selv om noe av gevinsten kan tas ut i økt komfort), mens de virkelig store ENØK-tiltakene i industrien ofte fører til økt industriproduksjon snarere enn redusert energiforbruk for virksomheten på stedet.

Utvalget har ikke funnet noen nyere oversikt over ENØK-potensialet verken for landet sett under ett eller for BKK-området spesielt.³⁶ Lokale energiutredninger antyder stor variasjon mellom kommuner når det gjelder potensialet i for eksempel næringsbygg – fra null til 40 prosent (av energibruken i undersøkte bygg) i ett fylke. Tallene og de erfaringer vi har lest oss fram til, viser dels at mange allerede har gjort tiltak for å redusere energibruken og dels at det fortsatt er et betydelig potensial i den eksisterende bygningsmassen og i industrien. Utvalget har imidlertid ikke grunnlag for å anslå størrelsen på potensialet i BKK-området.

³⁶ Utvalget er kjent med at Bergen Smart City 21. januar 2010 la fram en rapport om energieffektiviseringspotensialet i Bergen. Her er det anslått at potensialet er noe mer enn 1 300 GWh (på årsbasis). Utvalget har ikke hatt tid til å vurdere denne rapporten, men noterer at det kan være et betydelig potensial som kan bli realisert. Utvalget er imidlertid tvilende til at særlig mye av dette kan realiseres innen 2020.

Det er flere årsaker til at lønnsomme tiltak ikke gjennomføres. Vanlige årsaker er mangel på kunnskap hos (potensiell) beslutningstager og/eller at temaet ikke prioriteres. Enova SF bruker tilskudd og informasjon som virkemidler for å redusere disse barrierene, og har målrettede programmer rettet mot så vel husholdninger som næringsbygg og industri. Enova har ikke noe særskilt fokus på enkeltregioner, men er generelt så godt finansiert at alle som kvalifiserer til støtte vil kunne få det.

7.2.2. Avanserte målesystemer (AMS)

Norge har cirka 2,6 millioner kraftforbruksenheter. De fleste av disse er private hus og hytter, som har tradisjonelle målere som kunden selv må avlese med jevne mellomrom. Imidlertid skal alle kunder med et forventet forbruk større enn 100 000 kWh per år ha timemåling. Dessuten har noen nettselskaper installert avanserte målere hos samtlige kunder. Moderne målere legger til rette for blant annet automatisk avlesing av forbruket, for eksempel hver time, og for at nettselskapet kan sende styringssignaler til kundens installasjon – såkalt SmartGrid-funksjonalitet.

Forbrukere som måles og avregnes på timebasis har sterkere insentiver til å tilpasse forbruket sitt til de løpende prisene enn forbrukere som avregnes på tradisjonelt vis. Med måling og avregning på timebasis kan kunden selv få hele gevinsten av egne tiltak for å redusere forbruket i perioder med høye priser. Med tradisjonell avregning blir gevinsten i praksis delt med alle andre forbrukere i området. AMS vil dermed bidra til å gjøre kraftforbruket mer prisfølsomt i praksis, slik også Bye-utvalget har påpekt (Bye m.fl., 2010), Se også Vedlegg 4.

Utbygging av AMS kan dermed være et interessant tiltak for å redusere konsekvensene av stram forsyningssikkerhet i tiden fram til en løsning for Sima-Samnanger er på plass. NVE har besluttet at fra 1. januar 2018 skal samtlige kunder ha AMS. Tidspunktet har tidligere blitt utsatt en rekke ganger, blant annet fordi det fortsatt ikke er fastsatt en europeisk standard for slike målere. Olje- og energiministeren har i januar 2011 bedt NVE legge fram forslag om å framskynde tidspunktet til senest i løpet av 2016, med spesiell fokus på Midt-Norge.

Prisfølsomheten og fleksibiliteten i kraftforbruket kan bli enda større ved hjelp av såkalt SmartGrid-funksjonalitet. SmartGrid betyr i praksis at nettselskapet (eller en kommersiell aktør) overtar noe av ansvaret for bruksbeslutninger fra forbrukeren. Et eksempel er vannvarming, som nettselskapet kanskje kunne tenke seg å styre slik at vannet er varmt når kunden behøver vannet og ikke til enhver tid (slik det er i dag). Et annet eksempel er lading av el-biler. Intelligent lading tilsier at ikke alle el-biler i nettet lades samtidig, men at ladingen fordeles i tid – dog slik at alle er ladet til neste gang kundene vil benytte bilene sine. Enkelte miljøer ser også på muligheten for å benytte bilenes batterier til forsyning av topplast. Eksemplene illustrerer at SmartGrid i første rekke handler om effektstyring, noe som åpner interessante perspektiver for effekttopper. I praksis kommer man neppe til å se særlig mye av dette før AMS er installer i stor skala i Norge – det vil si etter 2016.

Et sentralt poeng relatert til måling og avregning på timebasis, er kundenes kontraktsform. På den ene side er det viktig at de kunder som har behov for eller ønske om det, får anledning til å tegne fastpris-kontrakter slik at de kan sikre seg mot økonomisk tap som følge av høye priser. På den annen side er det ikke ønskelig at store kundegrupper skal fratas insentiver til å redusere forbruket når knappheten er stor. For store kraftforbrukere er dette allerede oppfylt. De kjøper fastpris-kontrakter med et spesifisert volum. Om de midlertidig reduserer forbruket tjener de differansen mellom spotprisen og kontraktsprisen. En lignende ordning kan innføres også for husholdninger og andre mindre forbrukere –

løsningen er å innføre et fast volum på alle fastpriskontrakter. Dersom mer- og mindre-forbruk i forhold til det faste volumet avregnes til spotprisen, vil kunden få gevinsten av egne sparetiltak.

Utvalget ser positivt på virkningen AMS kan få for fleksibiliteten og prisfølsomheten i forbruket, og foreslår at NVE vurderer om det er grunnlag for å framskynde fristen for AMS i BKK-området. AMS kan være spesielt nyttig med tanke på reduksjon av forbruket i toppplasttimer med høye priser. Utvalget vil også oppfordre store selgere i BKK-området til å promotere kontrakter med fast volum når de tilbyr fastpriskontrakter. Vi har imidlertid ikke grunnlag for å tallfeste virkningen av AMS og økende bruk av realtidspriser, verken for effekt- eller energibalansen.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
AMS	Noe større fleksibilitet i kraftforbruket	Skal gjennomføres uansett, men forsert gjennomføring kan bety økte kostnader	Vurder om det er mulig å framskynde fristen for BKK-området

7.3. Forsert utbygging av fjernvarme

I 2010 ble det benyttet cirka 200 GWh fjernvarme i Bergen. Det ventes at dette stiger til om lag 270 GWh fram mot 2020. Det er mulig å øke bruken av fjernvarme utover dette, men det vil kreve målrettede tiltak. Økningen vil slå ut i redusert kraftforbruk og redusert bruk av fyringsolje. Interesseorganisasjonene NoBio (Norsk Bioenergiforening), Norsk Fjernvarme og avfallNorge har høsten 2010 foreslått noe de kaller Varmeenergipakken 2011. Pakken består av tre elementer:

- Lokale energisentraler basert på biobrensel. Så vidt utvalget har forstått, vil det være aktuelt å konvertere fra olje- eller gasskjel til biokjel. Disse kan bruke elektrisitet når kraftprisen er lav, og alternativt brensel når kraftprisen er høy. Utvalget antar at disse kundene uansett ikke ville brukt elektrisitet i perioder med knapphet på kraft i BKK-området.
- Pelletskaminer. Utvalget forstår dette som konvertering fra vedovn eller oljekjel til pellets-kaminer. Det tolkes slik at heller ikke dette vil erstatte elektrisitetsforbruk i knapphetsperioder. Det kan likevel være miljøgevinster ved dette, men det ligger utenfor utvalgets mandat.
- Økt bruk av fjernvarme. Utover den forventede økningen i fjernvarme er det mulig å øke fjernvarmebruken ytterligere med om lag 150 GWh årlig (noenlunde jevnt stigende fram mot 2020). BKK Varme anslår at godt og vel halvparten av dette kan erstatte prioritert kraftforbruk, mens resten vil erstatte oljekjeler.

Oppsummert legger utvalget derfor til grunn at det er mulig å redusere kraftforbruket med om lag 40 til 50 MW og opp mot 100 GWh årlig fram mot 2020 i forhold til hva som ligger inne i gjeldende prognoser. Nye fjernvarmeprosjekter mottar i dag en støtte på om lag 50 øre/kWh kapasitet, slik at en utbygging på 150 GWh fjernvarme (årlig produksjon) betyr en investeringsstøtte på cirka 75 millioner kroner. Den aktuelle utbyggingen av fjernvarme er imidlertid dyrere enn normalt, blant annet fordi behovet for effekt er stort og fordi en ny fjernvarmelinje må ha annet brensel enn avfall (det er ikke ubegrenset tilgang på avfall). BKK Varme anslår at en dobling av støtten er nødvendig for å gjøre dette kommersielt interessant. Tilleggskostnaden for dette tiltaket er således 75 millioner kroner.

Utvalget konstaterer at Varmeenergipakken langt på vei er et klimatiltak, og at den kan bidra til å nå et fornybarhetsmål, men at deler av den også er relevant som tiltak for perioder med knapphet på elektrisk energi. I så måte er tiltakskostnaden gitt ved samlet støttebehov som er cirka 150 millioner

kroner, men hvor halvparten allerede er finansiert gjennom Enovas ordinære programmer. Utvalget anbefaler derfor at OED og Enova ser nærmere på mulighetene for å bidra til realisering av BKK Varme sine fjernvarmeprosjekter og eventuelt andre varmeprosjekter med tilsvarende virkning på kraftbalansen i BKK-området.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Varmeenergipakken 2011	Redusert effektuttak fra BKKs nett (40-50 MW) Redusert kraftforbruk (cirka 100 GWh)	Med investeringsstøtte på cirka 150 millioner kroner, blir restinvesteringen kommersielt interessant	Forholdsvist rimelig tiltak OED og Enova oppfordres til å se nærmere på muligheter for å prioritere BKK-området

7.4. Spesialregulering av forbruk

Utvalgets mandat viser til blant annet "spesialregulering av forbruk". Fra før er spesialregulering av produksjon et etablert virkemiddel for Statnett, jf. punkt 8 og 9 i gjennomgangen av Statnetts eksisterende portefølje i kapittel 7.1. Der sikter begrepet til bruk av bud i regulerkraftmarkedet (RK-markedet) utenom merit order. Utvalget tolker begrepet "spesialregulering av forbruk" noe videre, slik at stikkordet her dekker alle typer frivillige avtaler med forbrukssiden i markedet om nedregulering av forbruk som kan bidra til systemansvarlig arbeid med å sikre momentan balanse til enhver tid. Flere ordninger kan være aktuelle:

- Større forbrukere kan, på samme måte som produsenter, levere bud i regulerkraftmarkedet. Bud for oppregulering innebærer økt produksjon eller redusert forbruk resten av driftstimen. Slike bud er velegnet dersom forbruket i realtid er høyere enn planlagt, eller produksjon eller import er lavere enn planlagt. Den korte tidshorisonten (resten av en igangværende driftstime) innebærer at dette primært er en effektressurs. Det er få aktører på forbrukssiden internt i BKK-området som har mulighet til å delta i RK-markedet. Dels skyldes dette at det er lite hensiktsmessig for den systemansvarlige å håndtere mange små bud (det er derfor satt en minimumsgrense på 25 MW for så vel produksjon som forbruk). Videre er det primært tradisjonell kraftintensiv industri som har hatt mulighet til å respondere så hurtig som Statnett eventuelt har behov for. Det er lite slik industri i BKK-området. Forbruk knyttet til eksportkompressorer på Kollsnes, Troll A og enkelte andre petroleumsrelaterte anlegg kan imidlertid være aktuelle. Så vidt utvalget kan bedømme kan det imidlertid være krevende å redusere forbruket så hurtig som forutsatt i RK-markedet for alle disse anleggene, slik at noen av disse nok er bedre egnet som mer langsomme reserver. Det bringer oss til neste mulighet:
- Effektoppsjoner med forbruk. Flere petroleumsrelaterte forbruksanlegg har generelt lav kostnad ved redusert effektuttak over en relativt kort tidsperiode, spesielt hvis det kan varsles/planlegges noen tid i forveien.³⁷ I den grad Statnett har behov for effektreserver innen

³⁷ Avhengig av forbruksprosessen, kan det være stor forskjell for forbrukeren om en eventuell nedregulering eller utkobling kan varsles i rimelig tid eller ikke. Et uvarslet strømbrydd kan i verste fall medføre full nedstengning av enkelte industriprosesser, samtidig som samme prosess med noen timers varsel kan ha en relativt beskjeden kostnad knyttet til et midlertidig avbrudd.

BKK-området, er det grunn til å tro at eierne av disse anleggene vil kunne levere konkurransedyktige tilbud til Statnett.

- Energiopsjoner med forbruk. Dette virkemidlet er i prinsippet tilgjengelig allerede (punkt 11 i kapittel 7.1), men omfanget av relevante selgere er meget begrenset i BKK-området. De største punktuttak av effekt i dette området er knyttet til forbruk med usedvanlig høy betalingsvilje. Det reflekterer at det samfunnsøkonomiske tapet ved redusert kraftuttak til for eksempel utvinning og eksport av gass fra Troll-feltet kan være svært høyt dersom det vedvarer i mer enn noen timer.
- Statnett kan i denne anledning vurdere om mindre aktører på noen hensiktsmessig måte kan inviteres til å gå sammen om å tilby energiopsjoner eller by i regulerkraftmarkedet, eksempelvis etter inspirasjon fra Energinet.dk sine innkjøp av effektreserver fra forbrukere i Danmark. En kunne eksempelvis tenke seg at en aktør gjør avtale med en rekke mindre industrivirksomheter om en samlet forbruksreduksjon over en avtalt periode. Aktøren vil da fungere som en mellommann mellom Statnett og forbrukerne. En slik ordning behøver ikke ledsages av store krav til investeringer i kontrollutstyr og avanserte målesystemer – det beror på blant annet avtalestrukturen og kravene til tidspunkt for forbruksreduksjoner.

Fordelene ved alle aktuelle ordninger med slik regulering av forbruk er flere:

- Frivillige forbruksreduksjoner er alt annet like å foretrekke framfor ufrivillige. Ved frivillige ordninger kan det på forhånd avklares hva konsekvensene for forbrukeren av et eventuelt avbrudd vil være, og det kan avtales og planlegges slik at skadevirkningene kan begrenses. Om man etter en feil er nødt til å koble ut deler av forbruket, vet systemansvarlig i så fall hva konsekvensene vil være. Dersom det ikke er gjort avtaler på forhånd, og man eksempelvis må koble ut en bydel, kan en oppleve overraskende og negative konsekvenser.
- Gjennom frivillige ordninger får en etablert en form for markedsbasert og mer eksplisitt vurdering av fordeler og ulemper ved utkobling av ulike typer forbruk, som et alternativ til at Statnett må foreta skjønnsmessige vurderinger.
- Om systemansvarlig gjennom frivillige avtaler får sikkerhet for at en bestemt lastreduksjon er mulig, til kjent kostnad, er det lettere å drive nettet med redusert driftssikkerhet, for eksempel for å maksimere importen til et område. Spesialregulering av forbruk er slik sett bedre egnet enn BFK, ettersom det gir større forutsigbarhet for så vel systemansvarlig som berørte forbrukere.
- En viktig årsak til at forbrukere (industri) *ikke* reduserer uttaket selv om kraftprisen på et tidspunkt overstiger den momentane verdien av forbruket, er at det kan være faste kostnader knyttet til reduksjon og etterfølgende økning av forbruket (industriprosessen). Ettersom det på ethvert tidspunkt, også i knapphetssituasjoner, er usikkert hvor lenge prisen kommer til å være over forbrukerens reservasjonspris, er det usikkert om det faktisk er lønnsomt å redusere kraftforbruket. Energiopsjoner kan redusere denne usikkerheten, ved at opsjonspremien og/eller andre vilkår gir forbrukeren den sikkerheten de eventuelt behøver.

Med energiopsjoner er det særlig tre ulemper det er verdt å trekke fram.

- Ved energiknapphet vil/bør energiprisen stige såpass at forbruk uansett reduseres. Energiopsjoner betyr dermed en viss mulighet for å betale noen forbrukere for å gjøre det de uansett ville ha gjort. Virkningen av opsjonen er imidlertid at forbrukeren får en viss sikkerhet for økonomien ved sin egen beslutning om å redusere forbruket. Det er i situasjoner hvor

denne usikkerheten stanser forbrukeren fra å redusere forbruket at opsjoner vil ha størst virkning og nytte.

- En annen vesentlig utfordring for energiopsjoner i forbruk (så vel som spesialregulering generelt og reservekraft) er at om energibidraget skal kunne bli av et visst omfang, må opsjonen utøves før det ennå er sikkert om det er behov for ekstra energi. Dette henger sammen med tilsigsusikkerheten for vinteren, som etter alt å dømme er betydelig større for BKK-området enn for eksempel for landet sett under ett. Selv om magasinnivået eventuelt er lavt ved årsskiftet, kan det komme betydelig tilsig både i januar, februar og mars i dette området. Dermed er det risiko for at bruk av en energiopsjon på et tidlig tidspunkt i sesongen i ettertid framstår som unødvendig.³⁸
- En generell ulempe ved spesialregulering av forbruk, er at det kan stille noen forbrukere overfor andre priser enn andre forbrukere og produsenter. Tilsvarende betyr spesialregulering av produksjon ulike priser for produsenter og forbrukere. Generelt innebærer ulike priser for ulike aktører en fare for effektivitetstap, ved at man går glipp av billigere måter å redusere forbruket på og/eller øke produksjonen på. I praksis vil dette neppe være et vesentlig problem så lenge omfanget er begrenset og bare knyttet til ekstraordinære situasjoner.

Presentasjonen i kapittel 5.1 viser at planlagt petroleumsrelatert forbruk stiger til om lag 600 MW fram mot 2020. Deler av dette forbruket tåler ingen avbrudd uten betydelige kostnader, mens andre deler allerede ligger bak systemvernet og dermed må antas å ha en moderat kostnad for et kortvarig avbrudd. Det er utvalgets vurdering at effektepsjoner med petroleumsrelatert industri kan være et effektivt virkemiddel for å sikre en tilfredsstillende effektbalanse og effektsikkerhet for øvrige forbrukere. Det avhenger imidlertid av kostnaden for å sette de aktuelle forbrukere i beredskap (opsjonspremien) og Statnetts løpende vurdering av effektsituasjonen. Det kan dessuten være et motsetningsforhold mellom å bruke denne fleksibiliteten i petroleumsforbruket som mekanisme for å sikre N-1 og som ressurs i tilfelle feil med kort utbedringstid.

Når det gjelder energiopsjoner har utvalget fått opplyst, og legger også til grunn, at det innenfor BKK-området kan finnes utstedere av energiopsjoner med et samlet volum i overkant av 50 MW. I praksis vil dette neppe kunne utgjøre mer enn anslagsvis 100 GWh (gitt ti ukers utnyttelse). Slike opsjoner ventes generelt å ha økende verdi fram mot 2020, i takt med at det generelle forbruket i BKK-området øker. Uansett ligger det innenfor Statnetts mandat løpende å vurdere om behovet for og nytten av effekt- eller energiopsjoner med forbruksanlegg innenfor BKK-området er større enn kostnaden. Utvalget forutsetter at dette ansvaret fortsatt ligger til Statnett.

Statnett har de siste fire årene evaluert sine erfaringer med energiopsjoner i egne evalueringsrapporter. I den siste rapporten framkommer det at opsjonspremien varierer fra 3 til 4 NOK/MWh opp til over 400 NOK/MWh.³⁹ I tillegg kommer eventuelt energiprisen som skal betales dersom Statnett utnytter opsjonene. De to siste årene har prisene her ligget fra 100 til 7 500 NOK/MWh. For vinteren 2010/2011 har Statnett kjøpt energiopsjoner i hele landet, men med hovedfokus på Vestlandet og

³⁸ Har man store nok reserver (målt i MW), behøver man ikke sette i verk tiltak (spesialregulere, utøve energiopsjon med forbruk, eller starte reservekraft) før det eventuelt er konstatert at magasinsbeholdning og import uansett er for lite til å dekke forventet etterspørsel. Men det ville kreve en svært stor reservekapasitet (anslagsvis 1 000 MW bare i BKK-området), og ville trolig være den desidert dyreste måten å sikre seg mot alle eventualiteter i kraftmarkedet. I praksis er dette helt utelukket.

³⁹ Statnett (2010): Evaluering av ordningen med energiopsjoner i forbruk for sesongen 2009/2010.

Midt-Norge. Det ble kjøpt opsjoner for et samlet volum på 600 MW og 1 100 GWh til en kostnad av 48 millioner kroner. Gjennomsnittlig opsjonspremie var dermed cirka 44 NOK/MWh.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Spesialregulering av forbruk	Effektressurser i deler av petroleumsindustrien (> 100 MW) Små energiresurser (< 100 GWh) Avtaler gir mer effektivt utvalg av ressurser, lavere kostnader og større forutsigbarhet for berørte aktører	Generelt synes Statnetts kostnader til opsjoner å være begrenset En viss fare for å betale for forbruksreduksjoner som uansett ville ha funnet sted En viss fare for unødvendig bruk	Kjente virkemidler for Statnett – fortsett bruken Beskjedent potensiale i BKK-området
Mulighet for konsortier som til sammen kan levere bud på 25 MW i RK-markedet	Potensielt større fleksibilitet med hensyn til effekt	Usikkert	Må vurderes konkret av Statnett

7.5. Redusert bruk av elektrisitet i Nordsjøen

Kapittel 5.1 ga en oversikt over planer for petroleumsrelatert kraftforbruk med uttak i BKK-området. Den største planlagte endringen er utvidelse av kraftforbruket på Troll A for å opprettholde Trollfeltets mulighet til å levere mer gass om vinteren enn om sommeren, eller i situasjoner der andre gassfelt midlertidig ikke kan levere som forutsatt. Statoil har søkt konsesjon for bygging av nye kabler til Troll A plattformen for tilknytning av prekompressor 3 og 4 for dette formålet. Gjøa-feltet er det andre prosjektet som vil forsynes med kraft fra land med uttak i BKK-området i perioden fram til 2020.

Rent teknisk er det fullt mulig å utsette tilknytning av prekompressor 3 og 4 for Troll A i påvente av bedre kapasitet mellom BKK-området og sentralnettet for øvrig, eller en forbedret kraftbalanse i regionen. Det vil redusere det forventede energiforbruket i BKK-området med 40 GWh fra 2016 stigende til 370 GWh i 2020, jf. Tabell 5-4, i forhold til hva som ellers regnes som normal prognose. På samme måte er det teknisk sett mulig å stenge krafttilførselen til Gjøa. Det vil redusere energiforbruket i BKK-området med mellom 170 og 300 GWh årlig (se Tabell 5-5), men vil samtidig stanse all utvinning fra Gjøafeltet, enten fram til forbindelsen igjen kan åpnes eller det bygges en egen plattform med gassturbin for kraftproduksjon på feltet. Dette reiser to spørsmål:

1. Er det nødvendig å redusere det forventede forbruksnivået, eller er det tilstrekkelig å sikre muligheter for redusert forbruk dersom energisituasjonen viser seg å bli svært anstrengt? Dersom muligheten til å redusere energiuttaket eksempelvis kan sikres ved en energiopsjon knyttet til prekompressor 3 og 4, eller Troll-feltet generelt, kan det være et attraktivt alternativ til å nekte konsesjon og nettilknytning av disse forbruksenhetene. Her kan en lett forestille seg at en slik opsjon blir svært kostbar, ettersom en betydelig del av Troll-feltets verdi er knyttet

til dets fleksibilitet som disse prekompressorene nettopp skal ivareta. Om det er korrekt, vil det være enda mer kostbart å nekte nettilknytning av prekompressor 3 og 4 som omsøkt.

2. Gitt at det er behov for et generelt lavere forbruksnivå i perioden fram til en sjøkabel eventuelt er på plass, er det da det petroleumsrelaterte forbruket en skal begrense, eller er det andre formål hvor kostnadene ved redusert forbruk er lavere? Som antydnet ovenfor, oppfatter utvalget at betalingsviljen for det aktuelle nye forbruket i petroleumssektoren er meget høyt. Statoil har på utvalgets oppfordring antydnet at tapet for det norske samfunnet ved utsettelse av prekompressor 3 og 4 ligger på om lag én milliard kroner per år i Troll-feltets levetid. Oljedirektoratet har ikke tatt stilling til dette tallet, men har overfor utvalget bekreftet at utsatt oppstart av flere prekompressorer vil kunne føre til ressurstap og redusert fleksibilitet i systemet. Begge deler vil kunne redusere samfunnsverdien av Troll-feltet. Forskere har overfor utvalget også bekreftet en betydelig samfunnsøkonomisk kostnad. Det indikerer at det sannsynligvis er andre forbruksområder hvor man i stedet bør vurdere eventuelle forbruksreduksjoner. Det er ikke hensiktsmessig med noe generelt forbud mot nye forbruksanlegg i BKK-området, men en kan overveie om utvidet tilknytnings- eller bruksplikt for fjernvarme kan være et rimeligere og/eller mer fordelaktig alternativ til redusert kraftforbruk i Nordsjøen.

Utvalget ser et betydelig energivolum ved utsatt/ redusert elektrisitetsforbruk ved anleggene i Nordsjøen, men legger til grunn at kostnaden ved en ubetinget⁴⁰ forbruksreduksjon i forhold til planene i denne sektoren er vesentlig høyere enn nytteverdien. Er det nødvendig med forbruksreduksjoner bør de enten være situasjonsbetingede og/eller knyttet til andre sektorer enn der verdiskapningen per kWh er størst.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Utsette prekompressor 3 og 4 til Troll A	Redusert effektbelastning 45 – 110 MW, 2016 – 2020 Redusert energibelastning 40 – 370 GWh, 2016 – 2020	Én milliard kroner per år Tapet skyldes redusert volum og redusert verdi av gasssekspert	Kostnaden er vesentlig større enn nytten
Stenge forbindelsen til Gjøa	Redusert effektbelastning 20 – 40 MW Redusert energibelastning 170 – 300 GWh	Kostnaden består av tapt nåverdi av olje- og gassproduksjonen, samt kostnad til ny, dedikert offshore kraftforsyning	Kostnaden er vesentlig større enn nytten

7.6. Reservekraftverk

Foruten at Energiverk Mongstad kan benyttes som et midlertidig reservekraftverk, jf. diskusjonen i kapittel 7.7, er det mulig å bygge mer permanente eller dedikerte reservekraftverk slik det ble gjort i Midt-Norge for noen år siden. På samme måte som Energiverk Mongstad kan tilpasses på ulike måter for midlertidig å være effekt- eller energireserve, kan et nytt reservekraftverk bygges med effekt og/eller energi for øyet. I begge tilfeller kan en ta utgangspunkt i for eksempel en gass turbine. Skal den benyttes som en energireserve, må den bygges for å gå kontinuerlig over lengre tid. Det vil typisk bety

⁴⁰ Altså uavhengig av den faktiske energibalansen og om det er tørt eller vått det enkelte år.

at det enten må være betydelig kjølekapasitet eller at en bygger en dampturbin eller varmpumpe for å ”bli kvitt” varmen.

I BKK-området peker Kollsnes seg ut som den mest naturlige plasseringen av et frittstående reservekraftverk. Her er det såpass god plass at BKK Produksjon tidligere vurderte et kommersielt gasskraftverk. Nettforholdene er gode, det er tilgang til gass og trolig også god nok mulighet for tilstrekkelig kjølevannskapasitet.

Statnetts reservekraftverk i Midt-Norge på cirka 300 MW kostet om lag 2,15 milliarder kroner i 2008. Årlige beredskapskostnader ligger på 100 millioner kroner. Dette er knyttet til avskrivning (70 millioner), personell og drivstoff til testkjøringer, normalt vedlikehold og ettersyn (til sammen 30 millioner). Utvalget antar skjønnsmessig at 150 MW reservekraft kan etableres på Kollsnes i løpet av fire år til en pris av om lag én milliard kroner.⁴¹ Om anlegges bygges kan det demonteres og selges når ny forbindelse mellom BKK-området og sentralnettet for øvrig blir etablert.

Et sentralt premiss for Statnetts reservekraftverk er at de i minst mulig grad skal svekke aktørenes insentiver til energisparing, redusert energiforbruk og økt energiproduksjon. I Statnetts analyse fra 2005 (Statnett, 2005) ble det lagt vekt på at hyppig bruk av reservekraftverk, spesielt dersom motivet eksplisitt er å redusere pristopper, vil påvirke vannkraftprodusentenes prisforventninger slik at sannsynligheten for virkelig høye priser blir mindre enn den ellers ville ha vært. Det svekker vannkraftaktørenes belønning for å lagre vann til knapphetsperioder, og kan bidra til å øke behovet for reservekraft. Et sentralt siktemål med regelverket knyttet til reservekraft (og energiopsjoner) er derfor å motvirke slike tendenser til selvforsterkende behov. Dette skal understreke at det er de kommersielle aktørenes ansvar og rolle å investere i produksjonsanlegg, ikke Statnetts.

150 MW reservekraft kan bety opptil 400 GWh ekstra energi i løpet av en vinter. Da må det imidlertid være i full drift i 16 uker. I BKK-området snur magasinfyllingen omkring uke 16, og det betyr igjen at reservekraftverket eventuelt måtte startet ved årsskiftet for å gi 400 GWh. Nå er problemet at magasinfyllingen i BKK-området vanligvis er høy ved årsskiftet, og da er det i seg selv lite som tyder på at vinteren kan bli krevende rent energimessig. Dette forsterkes av at det er svært stort utfallsrom for vintertilslaget i dette området. I praksis betyr dette at dersom et reservekraftverk skal operere på tilvarende premisser som de i Midt-Norge, vil forventet energibidrag (gitt at de tas i bruk) være lavere enn 400 GWh – kanskje ned mot 200 GWh om ikke kapasiteten er større enn 150 MW.

På samme måte som utvalget er i tvil om det er klokt med en permanent og ubetinget reduksjon av forbruket (jf. diskusjonen om Troll A i kapittel 7.5), er utvalget i tvil om det er rett å bruke én milliard kroner for å sikre muligheten til å produsere 200 GWh hver eneste vinter framover. En slik opsjon synes imidlertid mindre kostbar enn for eksempel utsettelse av nye kabler til Troll A.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Reservekraftanlegg Kollsnes	150 MW effektreserve 200 – 400 GWh energireserve	Én milliar kroner investering I tillegg kommer årlig beredskapskostnad	Koster mer enn nytteverdien

⁴¹ Etablering av et 150 MW anlegg på for eksempel Kollsnes krever konsesjon. I estimatet på fire år er det tatt høyde for to års konsesjonsprosess (inkludert klagebehandling hos OED) og deretter en byggetid på to år.

7.7. Tiltak for økt kraftproduksjon på Energiverk Mongstad

Et alternativ til å bygge en nytt reservekraft fra grunnen av er å utnytte turbinkapasitet ved Energiverk Mongstad (EVM) som ellers står ubrukt. EVM er nå ferdigstilt med to gassturbiner med samlet kapasitet på 280 MW elektrisk kraft og 350 MW varme. Anlegget på Mongstad er et kraftvarmeverk, som betyr at det er dimensjonert med tanke på avtak av varmen. I en viss forstand kan kraftproduksjonen oppfattes som et biprodukt – det er varmeuttaket som regulerer hvor mye kraft som produseres. Uttaket av varme er da den mekanismen som sikrer tilfredsstillende kjøling av anlegget. Dette er tilnærmet motsatt av et varmekraftverk, der varmen som produseres benyttes til kraftproduksjon i en turbin drevet av damp under trykk. Gassfyrte varmekraftverk omtales derfor ofte som combined cycle. Det er kraftproduksjon knyttet både til gassturbinen og til en egen dampturbin. Kraftvarmeverk har bare den første syklusen, og har lav kraftproduksjon når uttaket av varme er lite, og høy kraftproduksjon når varmeuttaket er høyt. Slike anlegg har generelt liten fleksibilitet i forholdet mellom varme- og kraftproduksjon, mens situasjonen er motsatt i varmekraftverk.

Som nevnt i kapittel 5.4.3 er uttaket av varme på Mongstad foreløpig såpass lite, at bare halve kraftverket forventes å være i drift til cirka 2015. Først da regner en med at varmebehovet når sitt maksimum. Det betyr at i mellomtiden er det ledig kapasitet tilsvarende cirka 140 MW elektrisk kraft. Manglende kjølemuligheter, eller muligheter for avsetning av varmen som da eventuelt vil produseres, begrenser hvor lenge det er mulig å utnytte denne effekten om gangen. Inntil den planlagte forbindelsen mellom Modalen og Mongstad er realisert, kan det også være situasjoner der nettkapasiteten fra Mongstad begrenser mulighetene for å utnytte EVM fullt ut.

På kort sikt, uten ytterligere investering i kjøleanlegg, kan den ledige effekten i prinsippet utnyttes to til tre dager om gangen annenhver uke. For en vintersesong tilsvarer dette to til tre ukers full drift, det vil si opp mot 70 GWh i løpet av en vinter. Utvalget antar derfor at med dagens installasjon og konfigurasjon på Mongstad, kan EVM være en betydelig effektreserve (140 MW) men en nokså beskjeden energireserve. Uansett er det grunn til å tro at det som effektreserve er temmelig kostbart om beredskapen/responstiden skal være mindre enn noen uker. Kort responstid på anlegget vil typisk måtte bety at begge turbiner på EVM må drives for om lag halv maskin. Det betyr lavere virkningsgrad og et permanent høyere gassforbruk for å være i beredskap. I tillegg er det grunn til å tro at en slik drift kan påvirke så vel slitasje og vedlikeholdskostnader som årlige driftskostnader for øvrig. Endelig er det kompliserte forhold så vel teknisk som kommersielt på Mongstad; EVM er fysisk integrert med raffineriet, og alt arbeid på stedet må gjøres under særskilt stor aktsomhet i forhold til eksplosjonsfare. EVM eies av DONG Energy, og drives/utnyttes gjennom såkalte tolling-avtaler mellom eierne av oljeraffineriet og DONG Energy. Statnett var i forhandlinger med Statoil om bruk av EVM som reserve for vinteren 2010/2011 og tiden framover, men konkluderte høsten 2010 med at kostnadene ville være større enn behovet tilsier.

På mellomlang sikt, det vil si ett til to år, er det teknisk mulig å installere en mindre dampturbin som utnytter varmen til kraftproduksjon. En slik dampturbin vil dermed tilby en alternativ mulighet til å kjøle ned turbinen dersom varmeuttaket på raffineriet er lite. Dette vil øke effekten ved anlegget med 10 til 20 MW og åpner for en mer kontinuerlig drift av EVM på full effekt. I forhold til dagens planer betyr dette en årlig økning i kapasitet på cirka 150 MW fram til EVM uansett vil være i full drift. For en hel vinter kan dette være snakk om i størrelsesorden 400 GWh (150 MW i 16 uker), men i praksis kan det være vanskelig å komme over 200 GWh (se kapittel 7.6). Dette kan særlig være interessant for situasjoner der BKK-området opplever energiknapphet som følge av svikt i tilsiget og/eller en

langvarig kuldeperiode med svært høyt forbruk. Det vil også være nyttig dersom en opplever utfall av en kraftstasjon av en viss størrelse internt i BKK-området.

Fra cirka 2015 forventer Statoil at Energiverk Mongstad er i full drift uansett. Det betyr at i forhold til forventet kraftforbruk fra 2015 og utover, vil anlegget ikke lenger framstå som en reserve. På den annen side kan behovet for reserve være mindre om eller når EVM kommer i full drift. Om Energiverk Mongstad skal benyttes som energireserve fram til da, må tilleggsinvesteringen i dampturbin i realiteten avskrives over cirka fire år, noe som gjør den relativt kostbar. Det råder en viss usikkerhet om varmebehovet på Mongstad. Skulle det vise seg at varmeetterspørselen ikke øker slik de siste planene tilsier, er i realiteten den ene gassturbinen overflødig. I en slik situasjon kan en dampturbin framstå som et relativt rimelig tiltak for å bedre økonomien i selve energiverket, gitt at nettsituasjonen ikke legger vesentlige begrensninger på driften.

De konkrete mulighetene ved EVM kan dermed oppsummeres slik:

Situasjon	2011 – 2015 (+ 2016 – 2020 dersom varmeetterspørselen svikter)	2016 – 2020
A: Ingen tilleggsinvesteringer	140 MW effektreserve < 70 GWh energireserve	Full drift uansett – ingen ekstra effekt eller energi
B: Tilleggsinvestering: Dampeturbin	140 MW effektreserve < 400 GWh energireserve	Full drift uansett – ingen ekstra effekt eller energi

En fordel med EVM framfor andre tiltak på tilbudssiden er at langt det meste av investeringen allerede er gjennomført. Det betyr at en rekke lokale miljøulemper ved tiltaket allerede er vurdert og regnet som mindre enn nytten. En dampturbin vil imidlertid endre anlegget såpass mye at det ikke lenger er identisk med anlegget som er vurdert og har fått konsesjon, og vil dermed trolig utløse ny konsesjonsbehandling. Videre betyr det at kostnadene ved selve byggingen er tatt, slik at tilleggs kostnadene for reserveformål er moderate i forhold til å bygge et nytt reservekraftverk. På den annen side er det klart en ulempe at reservefunksjonen trolig opphører fra cirka 2016, da anlegget uansett vil nå full kapasitetsutnyttelse etter de mest aktuelle planene. Videre ser det ikke ut til at andre gasskraftverk får konsesjon uten krav til rensing. En vil derfor også måtte vurdere om det er ønskelig å knytte rensekrav til en eventuell konsesjon for en dampturbin.

Utvalget har grunn til å tro at en tilleggsinvestering i en dampturbin (situasjon B) koster om lag 500 millioner kroner. Etter utvalgets vurdering er gassturbinene i EVM uansett sunkne kostnader, og kapitalkostnadene ved dette er følgelig ikke relevante for en samfunnsøkonomisk analyse av dette alternativet. Om det beslutes i dag, vil det likevel ta et stykke tid før det kan realiseres. Dersom en i tillegg må anta at varmeetterspørselen på Mongstad stiger fra 2016, må dampturbinen avskrives over cirka tre år. Selv om det kan gi en solid energireserve, vil kostnaden fort nærme seg 200 millioner kroner per år. I tillegg kommer den samme problematikken som ovenfor med kapitalkostnadene for den andre turbinen, samt utslippsforhold som vi vender tilbake til nedenfor. Det har også vist seg vanskelig å ferdigstille EVM – det er en teknisk sett meget krevende installasjon. Alt som gjøres inne

på Mongstad-området må skje under skjerpede sikkerhetskrav på grunn av eksplosjonsfare. Å modifisere EVM ytterligere framstår som ikke helt risikofritt.

Skulle det vise seg at varmeetterspørselen *ikke* øker som antatt fra 2016, vil avskrivningstiden for en dampturbin kunne bli mye lenger. Turbinen kan i så fall sikre 150 MW reservekraft helt fram til en eventuell sjøkabel Sima-Samnanger er på plass. Dersom det senere ikke er behov for reservekraft, kan dampturbinen likevel være nyttig som et kommersielt prosjekt for EVMs eiere.

Utvalget er i tvil om det er ønskelig med en avtale om reservekraft fra EVM. Dersom varmebehovet på raffineridelen av Mongstad stiger som forventet fra 2015, vil begge gassturbiner uansett kunne gå for fullt. Dersom usikkerheten om dette er betydelig, vil det øke verdien av en eventuell reserveavtale med EVM knyttet til en dampturbin, dersom Sima-Samnanger ikke kommer i drift før nærmere 2020. Uavhengig av denne usikkerheten taler det faktum at en betydelig del av investeringen må anses som sunkne kostnader til fordel for en avtale med EVM, mens tekniske og sikkerhetsmessige forhold synes å tale for et frittstående anlegg på Kollsnes. Utvalget konstaterer at det trolig er *mulig* å etablere 150 MW reservekraftanlegg i BKK-området. Om *behovet* for en slik investering er *stort nok* til å forsvare kostnadene er imidlertid ikke åpenbart, og det tilsier at en bør vente med å ta stilling til denne muligheten.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
EVM som det står i dag	140 MW effektreserve 35 – 70 GWh energireserve	Ukjent antall millioner kroner per år Mongstad er teknisk sett et lite egnet anlegg	Statnett har konkludert at kostnaden er vesentlig større enn nytten Muligheten forsvinner når varmekonsumet stiger på Mongstad
EVM med ekstra dampturbin	140 MW effektreserve 200 – 400 GWh energireserve	500 millioner kroner investering Ukjent antall millioner kroner per år	Hvis varmeetterspørselen stiger som planlagt, er muligheten borte fra 2016 Mongstad er teknisk sett et lite egnet anlegg

7.8. Tiltak for økt produksjonskapasitet

Økt produksjonskapasitet vil generelt forbedre forsyningssikkerheten for både effekt og energi. Her skal vi se mer konkret på hvilke muligheter som foreligger for økt produksjonskapasitet i BKK-området, som kan forbedre forsyningssikkerheten før Sima-Samnanger er på plass.

Det finnes en rekke planer for ny kraftproduksjon i BKK-området. BKK Produksjon planlegger selv oppgradering av Matre kraftstasjon. Det vil gi økt effekt (50 til 90 MW avhengig av valgt løsning), og noe mer energi (anslagsvis 60 GWh). Det er innvilget konsesjon for et testanlegg for vindkraft på Kollsnes og det finnes tre vindkraftparker som er inne i konsesjonsprosessen (per november 2010) og hvor parken enten vil bygges i eller få nettilknytning til BKK-området.⁴² Disse har en samlet kapasitet

⁴² Her inkluderes søknader i kø, meldinger, søknader under forberedelse og søknader.

på 220 MW og en midlere årsproduksjon på cirka 560 GWh. I tillegg finnes det en vindkraftpark som har anket avslaget fra NVE til OED. Fem småkraftverk med samlet installert kapasitet på 22 MW og midlere årsproduksjon på 70 GWh har fått konsesjon i BKK-området, men de er fortsatt ikke bygd ut. Videre har NVE liggende om lag 20 konsesjonssøknader for vannkraft i BKK-området, og det er utstedet fem meldinger. Disse har en samlet kapasitet på om lag 200 MW og en midlere årsproduksjon på 700 GWh. NVE har sluttet å ta imot søknader for utbygging av kraftverk i BKK-området. Det finnes over 30 søknader i kø, og i tillegg kommer et ukjent antall som ikke sender søknad så lenge NVE ikke starter konsesjonsbehandling før nettkapasiteten er bedre. BKK Produksjon planla på et tidspunkt et ordinært gasskraftverk på Kollsnes, men disse planene er lagt vekk. Enkelte har også tatt til ordet for kull- eller gasskraftverk, fortrinnsvis med rensing.

Vindkraft kan være nyttig for forsyningssikkerheten i vinterhalvåret. Rett nok kan det være vanskelig å regne med effekten i plansammenheng, men energiproduksjonen vil trolig være relativt stabil fra en vinter til den neste. De aller fleste vannkraftprosjektene har derimot relativt små magasiner og generelt lite vann om vinteren. De vil derfor bare i begrenset grad kunne forbedre effekt- og energibalansen vinterstid. Det er dessuten et åpent spørsmål hvordan økt energiproduksjon ville påvirket optimal disponering av de eksisterende vannmagasinene. Generelt trekker økt vinterproduksjon fra nye kraftverk i retning av redusert størrelse på optimalt startmagasin for tappesesongen. Økt sommerproduksjon trekker på den annen side i motsatt retning.

Imidlertid er paradoksalt nok mangel på nettkapasitet ifølge NVE et hovedproblem for de fleste av disse planene (se også Statnett, 2011). Uten ny forbindelse mellom BKK-området og sentralnettet for øvrig og uten linjen Modalen-Mongstad er det med dagens konsesjonspraksis ikke plass i nettet til ny produksjon, bortsett fra i kommunene Øygarden, Fjell, Sund, Os og Bergen. Ifølge BKK Netts regionale kraftsystemutredning (BKK, 2010) er det imidlertid noe ledig kapasitet i nettet i Meland og Radøy kommuner. Problemet er åpenbart ikke spesielt stort vinterstid, da ny produksjon internt i området ville redusert importbehovet. Derimot er forbruket internt i BKK-området i sommerhalvåret så lavt at samlet produksjon fra eksisterende og eventuelle nye kraftverk vil legge et betydelig press på eksportkapasiteten ut av området, spesielt i perioder med stort tilsig.

Dersom en likevel trosset mangelen på kapasitet i nettet, lot ny produksjon knytte seg til nettet og samtidig etablerte BKK-området som eget Elspotområde, ville områdeprisen etter utvalgets oppfatning trolig bli så lav at de nye kraftverkene neppe ville være kommersielt interessante. Dette rammer nok særlig vannkraftverk med lav magasinkapasitet (mye sommer- og høstproduksjon) og eventuelle kull- eller gasskraftverk. Vindkraftverk ville ikke nødvendigvis fått tilsvarende problemer. Med produksjon noenlunde jevnt fordelt over året, ville høyere vinterpriser og lavere sommerpriser kunne resultere i uendret gjennomsnittspris. Om manglende realisering slik sett skyldes kommersielle vurderinger fra aktuelle utbyggere eller at NVE ikke prioriterer konsesjonsbehandling av søknader i områder uten tilstrekkelig nettkapasitet har dermed ingen praktisk betydning for forsyningssikkerheten.

Etter alt å dømme innfører Norge sammen med Sverige en ordning med grønne elsertifikater for ny fornybar kraft fra 2012. Det vil generelt bidra til økt lønnsomhet i slike prosjekter, gitt at nettilknytning går i orden, men vil ikke i seg selv bidra til høyere lønnsomhet for prosjekter i BKK-området enn andre steder.

Dersom ny produksjon skal kunne avhjelpe forsyningssikkerheten i BKK-området, synes det som NVE og/eller OED eventuelt må vurdere om dagens praksis for nettilknytning kan endres. Knapphet på kapasitet ut av BKK-området legger imidlertid en potensiell demper på lønnsomheten av nye

investeringer, spesielt for vannkraftverk med lav magasinkapasitet. Følgelig er det usikkert hva en eventuell endring av praksis kan bety rent konkret.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Mindre restriktiv praksis for tilknytning av ny produksjon	Mulig å gjennomføre flere vannkraftprosjekter, og muligens noen vindkraftprosjekter	Kan bety redusert vannverdi for eksisterende produsenter	Må eventuelt vurderes nærmere av NVE og/eller OED

7.9. Kortsiktige tiltak for forsterkninger av nettet

I kapittel 3 har vi kort omtalt planene om en ny 420 kV forbindelse mellom Modalen og Kollsnes via Mongstad. Utvalget har lagt til grunn at denne er operativ i løpet av 2016, og kommer ikke nærmere inn på det prosjektet her annet enn å fastslå at linjen er viktig for forsyningssikkerheten og for utvalgets konklusjoner. Andre muligheter for nettforsterkninger som er kjent og som kan være aktuelle, spesielt dersom Sima-Samnanger ikke ferdigstilles til 2012 som planlagt, er da i hovedsak tre tiltak:

- Ombygging av Samnanger-Mauranger
- Spenningsoppgradering
- SVC-anlegg

De to første tiltakene er så vidt utvalget forstår planlagt gjennomført etter at Sima-Samnanger realiseres, fordi det vil være den rimeligste måten å gjennomføre dem. Forsering av planene kan imidlertid være aktuelle tiltak dersom ferdigstilling av Sima-Samnanger utsettes. Et SVC-anlegg kan også være aktuelt dersom Sima-Samnanger ikke ferdigstilles til 2012, men er ellers ikke noe relevant tiltak i nettet.

7.9.1. Ombygging av Samnanger-Mauranger

Samnanger-Mauranger er den begrensende linjen i BKK-snittet. Linjen er av typen simplex (en line per fase) og har etter temperaturoppgradering sommeren 2010 en termisk kortvarig kapasitet ved 0 °C på cirka 1 020 MW. Ved å bygge om ledningen til duplex (to liner per fase) vil den termiske kapasiteten på ledningen dobles. Spenningsgrensen øker derimot i liten grad, og en ombygging som denne må derfor suppleres med spenningstiltak, se kapittel 7.9.3.

Problemet er at simplexmaster ikke er dimensjonert for å bære to liner per fase. Dette gjør at forbindelsen i realiteten må rives og bygges på nytt i samme trase. Man kan selvsagt også bygge i ny trase, men dette vil etter all sannsynlighet medføre betydelige lokale miljøkostnader. Riving og bygging i samme trase vil også være en lettere formell prosess, men også her kan det komme krav om kabling etc. Ledningen vil etter en slik oppgradering være klar for 420 kV, men vil driftes på 300 kV til stasjoner og naboledninger også er oppgraderte.

Uten en ny forbindelse mellom Sima og Samnanger vil en slik ombygging måtte foregå i sommerhalvåret når det er overskudd bak BKK-snittet. På vinteren lar det seg ikke gjøre å ta ut ledningen verken av kapasitets- eller forsyningsmessige hensyn. Sommerproduksjon innenfor BKK-området samt store deler av Sogn vil da bare ha én forbindelse med kapasitet på 850 MW ut av

regionen. Produsentene må tilpasse seg nettbegrensningene i byggeperioden. Resultatet vil være redusert vannverdi og tapte produksjonsinntekter. Samtidig kan dette også øke faren for flomtap, men utvalget har ikke kunnet undersøke dette nærmere. Samlet er dette samfunnsøkonomiske kostnader som må tas med i betraktningen.

Etter en slik ombygging vil nye nettbegrensninger gjøre seg gjeldende, men grensen for BKK-snippet vil flyttes slik at forventet effekt- og energibalanse innenfor snippet forbedres. Stasjonene Modalen, Steinsland og Refsdal, som alle har mye produksjon, vil komme på innsiden av BKK-snippet.

Anslått ombyggingstid er om lag fem år inkludert en forenklet konsesjonsbehandling.

7.9.2. Spenningsoppgradering

Linene på en 300 kV ledning kan, hvis forholdene ligger til rette for det, også påtrykkes 420 kV. Ved å heve spenningen på en ledning fra 300 kV til 420 kV vil kapasiteten øke med cirka 40 prosent. Slik spenningsoppgradering forutsetter imidlertid i praksis at linjen er av typen duplex (se kapittel 7.9.1). Årsaken er at coronastøyen fra ledningen blir for høy med simplex. Coronastøy er summingen fra kraftledninger, som høres best i fuktig vær. For 300 kV simplexledninger driftet på 420 kV kan støyen komme opp i 70 til 80 dB.

Når man øker spenningen fra 300 kV til 420 kV økes også kravet til avstand mellom de strømførende delene og jord. Dette betyr at antallet isolatorkjeder må økes. I noen tilfeller må også tiltak gjøres på traversen for å sikre stor nok avstand mellom mast og liner eller mellom linene. Bytting av isolatorkjeder kan gjøres med spenning på ledningen, og behøver derfor ikke å medføre utkobling. Ombygging av mast og travers vil derimot ofte kreve utkobling.

Figur 7-1 viser spenningsoppgradering med spenning på ledningen. Man ser på bildet at 4 nye isolatorkjeder kobles til de eksisterende 13. Man kan også se at dette er en duplexledning med to liner på den fasen hvor montørene jobber. De to øverste montørene står på traversen mens den siste henger i selve masten.

I tillegg til utfordringene relatert til ledning og master må også stasjonene bygges om ved spenningsoppgradering. Dette er en svært omfattende jobb som gir mange praktiske utfordringer. Plassproblemer er ofte meget utfordrende. I tillegg til at det må bygges nytt 420 kV anlegg må man også ha en 420/300 kV autotransformator så lenge man fortsatt har 300 kV i stasjonen. Dette vil være tilfellet i mange av de aktuelle stasjonene.

Utvalgets vurdering er at spenningsoppgradering av den eksisterende simplexledningen Samnanger-Mauranger er lite hensiktsmessig.



Figur 7-1 Spenningsoppgradering (bilde fra Statnett) og SVC-anlegg (bilde fra ABB)

7.9.3. SVC-anlegg

En Static Var Compensator er et anlegg som har til formål å regulere spenningen i kraftsystemet, se Figur 7-1. I motsetning til reaktorer og kondensatorbatterier som regulerer spenningen henholdsvis ned og opp, kan et SVC-anlegg regulere spenningen *både* ned og opp, og i tillegg veldig raskt. Videre behøver ikke SVC-anlegg kobles i sprang slik reaktorer og kondensatorbatterier må. SVC-anlegg regulerer seg automatisk og trinnløst ut fra et forhåndsinnstilt set-punkt. SVC-anlegg brukes imidlertid sjelden til å heve eller redusere spenningen ved intakt nett. Dette fordi anleggets egenskaper er enda bedre egnet til å brukes ved feilsituasjoner.

SVC-anleggenes store fordel er deres hurtige regulering. Dette fører til at de reduserer amplituden på den første og største spenningsdippen etter et utfall av en ledning. På den måten kan et SVC-anlegg bidra til å hindre at generatorer i området faller ut på grunn av spenningsdippen etter et utfall av eksempelvis en ledning. Anlegget deltar også aktivt i å dempe spenningssvingningene etter et utfall. SVC-anlegg vil derfor bidra betydelig til å stabilisere de deler av nettet som har spenningsproblemer. Når spenningsproblemer er begrensende faktor for et snitt, vil SVC-anlegg bidra til å øke den kortvarige kapasiteten opp mot kortvarig termisk kapasitet.

Hvis spenning ikke er begrensende faktor, vil termiske grenser være det. Et SVC-anlegg vil ikke kunne heve termisk kapasitet på noen annen måte enn at anlegget, hvis man velger å bruke anleggets kapasitet til dette, kan bidra til en noe høyere spenning også før et utfall. Spenningen i sentralnettet ligger normalt et sted mellom 290 kV og 300 kV, der 300 kV i utgangspunktet er en absolutt grense som ikke skal overskrides. Et SVC-anlegg kan derfor ikke påregnes å kunne heve spenningen mer enn maksimalt to til tre prosent før et eventuelt utfall. En heving av spenningen med to prosent, for eksempel fra 294 kV til 300 kV vil føre til at man tilsvarende kan overføre to prosent mer effekt på ledningen, siden den termiske kapasiteten er begrenset av strømmen på ledningen. Hvis opprinnelig overføring er på 800 MW vil altså kapasiteten med høyere spenning være 816 MW. Dette er å regne som marginalt. Dessuten vil kondensatorbatterier være vesentlig billigere dersom formålet utelukkende er å heve driftsspenningen.

7.9.4. Konklusjon – tiltak for forsterket nett

Om Sima-Samnanger ikke realiseres som planlagt i 2012, kan forsert ombygging av Mauranger-Samnanger og et SVC-anlegg være aktuelle tiltak. SVC-anlegget alene vil kunne øke den kortvarige

importkapasiteten fra 900 MW til 1 020 MW. Uten oppgradering av Mauranger-Samnanger vil denne ledningen fortsatt være begrensende. Man vil etter kritisk utfall være avhengig av at det finnes nok tilgjengelig produksjon i området til å komme ned på kontinuerlig kapasitetsgrense.

Kombineres SVC-anlegget med ombygging av Mauranger-Samnanger vil produksjonen i Modalen, Refsdal og Steinsland komme inn på rett side av snittet. Hove-Refsdal vil sannsynligvis bli begrensende, og det må i tillegg påregnes temperaturoppgradering av Hove-Refsdal og Fardal-Hove for å få full nytte av tiltakene. Kapasiteten i det nye BKK-snittet kan etter utvalgets skjønnsmessige vurdering da forventes å bli cirka 1 000 MW kontinuerlig og cirka 1 200 MW kortvarig.

Effektbalansen innenfor (det nye) BKK-snittet bedres med cirka 300 MW, mens energibalansen for området forbedres med mellom 1 000 og 1 500 GWh økning i forventet årsproduksjon. Det vil være behov for å gjøre nettanalyser for å fastsette grensene med sikkerhet. Snitt lengre ut i nettet kan bli begrensende tidligere enn Hove-Refsdal, men dette må uansett vurderes nærmere av Statnett.

Et SVC-anlegg koster i størrelsesorden 150 millioner kroner, temperaturoppgradering anslås til mellom 30 og 50 millioner kroner, mens en komplisert ombygging av Mauranger-Samnanger vil fordyre dette prosjektet med anslagsvis mellom 50 og 150 millioner kroner. I tillegg kommer kostnadene ved redusert vannverdi i området i ombyggingsperioden. Oppgradering til 420 kV synes uansett ikke å være aktuelt innenfor utvalgets tidshorisont.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Forsert ombygging Samnanger-Mauranger	Øker kontinuerlig overføringsgrense inn til BKK-området, trolig med noe under 50 MW	Forsering øker kostnaden ved ombygging med mellom 50 og 150 millioner kroner. Redusert vannverdi i perioden for ombygging (cirka fem år)	Lite aktuelt tiltak alene
SVC-anlegg	Fjerner spenningsbegrensning på Samnanger-Mauranger. Kortvarig grense øker fra 900 MW til 1 020 MW	Cirka 150 millioner kroner Ingen nytteverdi når Sima-Samnanger er ferdig	Kan være aktuelt, må eventuelt vurderes nærmere av Statnett
Kombinasjon av begge to pluss temperaturoppgradering av Fardal-Hove-Refsdal	Flytter snittgrensene utenfor Refsdal og Modalen. Effekt- og energibalanse forbedres med cirka 300 MW og mer enn 1 000 GWh. Øker kontinuerlig overføringsgrense fra 850 MW til cirka 1 000 MW. Øker kortvarig grense fra 900 MW til cirka 1 200 MW	Samlet ekstrakostnad anslås til mellom 250 og 350 millioner kroner. I tillegg kommer kostnad knyttet til innestengt kraft under ombygging av Samnanger-Mauranger	Kan være aktuelt, men må vurderes nærmere av Statnett.

7.10. Opprettelse av Elspotområde

Kraftnettet i Norge utsettes for svært varierende etterspørsel etter transportkapasitet. På den ene siden har vi forholdsvis faste variasjoner i etterspørselen, som for eksempel at energibruken er større om

vinteren enn om sommeren, og større om dagen enn om natten. Tilsvarende har vi relativt faste variasjoner på tilbudssiden, for eksempel ved at noen kraftverk bare har sommer- og høstproduksjon fordi de ikke har tilgjengelig vann vinterstid. På den annen side har vi også mer tilfeldige variasjoner i etterspørsel og produksjonsmuligheter, som for eksempel at den geografiske fordelingen av nedbør og tilsig varierer fra et år til et annet eller at etterspørselen varierer geografisk som følge av ulike konjunkturer for industrien. Samtidig er utnyttelsen av kraftnettet i Norge generelt meget høy, slik at det ikke alltid kan påregnes tilstrekkelig kapasitet til å imøtekomme enhver etterspørsel etter transportkapasitet. Resultatet av dette er at det fra tid til annen er flaskehalser i nettet, og at det varierer over tid hvor det er flaskehals og hvor omfattende kapasitetsproblemet er.

Hovedregelen for flaskehalshåndtering i kraftnettet i Norge er at flaskehalser som forventes å ha en viss varighet (flere måneder eller mer) som utgangspunkt medfører opprettelse av separate anmeldingsområder i Elspot. Så lenge flaskehalsen mellom Elspotområder er bindende, vil dette resultere i ulike priser på hver sin side av flaskehalsen. Flaskehalsinntekten som da oppstår inngår i Statnetts inntektsramme, og reduserer krone for krone hvor mye Statnett har rett til å kreve av kundene gjennom de ordinære tariffene. Mer kortvarige flaskehalser håndteres med motkjøp, hvilket betyr at Statnett betaler en eller flere aktører for oppregulering i knapphetsområdet og nedregulering i overskuddsområdet. Videre har Statnett til nå lagt stor vekt på at Elspotområdene skal være størst mulig og ha så mange aktører at ikke en enkelt produsent får et tilnærmet monopol.

Et annet offentlig utvalg har høsten 2010 foreslått vesentlig mindre Elspotområder og eventuelt full nodeprising (Bye m.fl., 2010). Bye-utvalget forklarer hvorfor mer nodebaserte priser i større grad vil bidra til å sikre fleksibilitet i så vel tilbud som etterspørsel. Forklaringen er enkelt sagt at i punkter hvor prisene kan variere mye, er verdien av fleksibilitet størst. Ved å la prisene variere sterkt i disse punkter, vil en stimulere til investeringer i økt fleksibilitet. Nodepriser vil også bidra til riktigere nivå og allokering av produksjon og forbruk. Dermed utnyttes ressursene bedre.

Dette målet er i konflikt med Statnetts operative mål om størst mulige anmeldingsområder. Sist vinter opprettet Statnett området kalt NO5 den 15. mars. Området framgår av kartet i Figur 4-1, og omfatter også store områder utenfor BKK-området. I tråd med Bye-utvalgets anbefalinger vil dette utvalget foreslå at Statnett nok en gang vurderer BKK-området som et eget Elspotområde. Fordelen ved det er at et eget område som er identisk med det fysiske knapphetsområdet vil gi samme prissignal til samtlige aktører, og ikke bare til de største.⁴³ Hver for seg har de små aktørene åpenbart mindre potensial for redusert energiforbruk, men samlet kan de likevel utgjøre en betydelig ressurs det ellers kan være vanskelig å mobilisere. Det taler for at dette er et meget kostnadseffektivt virkemiddel. Utvalget minner også om at dette står som nr 1 på Statnetts liste over virkemidler for å håndtere driften av nettet (selv om den innbyrdes rangeringen der ikke er resultat av en fullstendig prioritering).

Som hovedargument mot mindre Elspotområder framheves ofte at det vil begrense antallet tilbydere i det lokale markedet. Om BKK-området etableres som et Elspotområde, vil BKK Produksjon være den desidert største aktøren i dette regionale markedet. Den andre produsenten av noen betydning vil være Statkraft, som har ett kraftverk innenfor BKK-snittet. Det blir påpekt at dette kan lede til større

⁴³ Med dagens områdeinndeling bruker Statnett i noen grad spesialregulering for å håndtere BKK-snittet. Det betyr at aktører som kan spesialreguleres (i praksis er dette BKK Produksjon og eventuelt Statkraft) på marginen møter andre priser, som reflekterer knappheten, enn alle andre aktører gjør, siden områdeprisen *ikke* reflekterer knappheten på overføringskapasitet i BKK-snittet.

problemer med misbruk av markedsrett. Utvalget deler ikke nødvendigvis denne bekymringen, og finner grunn til å legge vekt på flere forhold:

1. Dersom BKK-snittet er en flaskehals inn mot området, er det en flaskehals uavhengig av hvor grensen for Elspotområdet trekkes. Dersom det ikke benyttes separate Elspotområder, vil Statnett måtte benytte motkjøp (spesialregulering) eller drifte nettet med redusert forsyningssikkerhet. Den viktigste selgeren av ressurser i et slikt motkjøpsmarked er den som alternativt er dominerende aktør i et separat Elspotområde. Den store aktøren er dermed potensielt dominerende uansett. Forskrift om systemansvaret (FoS) i kraftsystemet åpner i § 11 for at Statnett kan suspendere bud i regulerkraftmarkedet dersom prissettingen (budene) ikke er samfunnsøkonomisk effektive, og i stedet benytte anmeldt volum til spotprisen i området. Så vidt utvalget vet, er adgangen til å fravike fra selgers pris ikke benyttet i noe særlig omfang. Det forekommer at bud endres når Statnett med henvisning til § 11 ber om begrunnelse for et konkret bud. Om markedsmakten "tvinges" ut i Elspot (og ikke begrenses til markedet for spesialregulering), forsvinner denne muligheten, men man sikrer at forbrukere og andre produsenter kan bidra til å dempe gevinsten av markedsrett.
2. Mens markedet for motkjøp er relativt lite transparent for andre enn aktørene i engrosmarkedet, vil bruk av separate anmeldingsområder synliggjøre den dominerende aktørens adferd i en vesentlig sterkere grad enn spesialregulering tillater. Et eventuelt misbruk av markedsrett vil lettere kunne oppdages dersom aktøren "blottstilles" i et separat område. Oppmerksomheten et eget Elspotområde vil skape omkring den dominerende aktøren kan tvert i mot føre til at denne kvier seg for å bidra til priser som er høye nok til å sikre full import og eventuelt reduksjoner i forbruk.
3. Misbruk av dominerende stilling er forbudt og straffbart. Forbudet overvåkes av Konkurransetilsynet. Med mindre Konkurransetilsynet ser behov for det, er det neppe hensiktsmessig at Statnett lar slike hensyn dominere foran hensynet til effektiv ressursallokering i kraftsystemet.
4. Dersom problemet med markedsrett er alvorlig, kan et nærliggende tiltak være å pålegge den dominerende aktøren å selge ut kapasitet som et såkalt virtuelt kraftverk. Dette virkemiddelet benyttes for eksempel av Konkurrencestyrelsen i Danmark for å sikre at energiselskapet DONG ikke har insentiver til å misbruke sin stilling i Vest-Danmark. Selskapet fratas muligheten til å bruke den aktuelle kapasiteten strategisk, men beholder muligheten til å tjene penger på sine egne investeringer.
5. Usikkerhet om framtidig verdi av vann medfører at det alt annet like er vanskeligere å øke fortjenesten ved misbruk av markedsrett for en vannkraftprodusent enn det eventuelt kan være for aktører med hovedsakelig termiske kraftverk.
6. Statnett skal blant annet se hen til antallet aktører i et eventuelt anmeldingsområde når det vurderes å opprette et nytt. Utvalget finner grunn til å minne om at selv om et stort antall aktører normalt tilsier at konkurransen blir mer effektiv enn med få aktører, er målet med bruk av anmeldingsområder at *prisen* skal være effektiv. Dersom området defineres slik at den avgjørende flaskehalsen *ikke kan* komme til uttrykk i prisen, kan heller ikke prisen bli effektiv i samfunnsøkonomisk forstand. Blant annet av grunnene anført foran er det heller ikke slik at prisen *må* bli ineffektiv dersom det bare er en tilbyder i et område, men det er rett at muligheten for misbruk av markedsrett øker med et synkende antall aktører. Utvalget mener det bør legges større vekt på å fange opp flaskehalser enn antallet aktører når grensene for områder defineres.

7. Det er også teoretiske modeller som viser at utøvelse av markedsrett kan forekomme i store prisområder når overføringskapasiteten inn til området begrenser kraftflyten (Borenstein m.fl., 2000). Mirza og Bergland (2010) finner støtte for dette i en empirisk modell for (gamle) NO1 i perioden 2004 til 2009.

En annen innvending som ofte anføres mot bruk av separate Elspotområder er at det vanskeliggjør prissikring for aktørene. Dette spørsmålet er grundig behandlet av Bye-utvalget. Bye-utvalget la blant annet vekt på at dersom prissikring blir kostbart, vil en respons kunne være redusert etterspørsel etter slik sikring, og følgelig ikke noe stort problem isolert sett.

Her er det også viktig å minne om at det vel så mye er det faktum at grensene for Elspotområdene kan endres med 14 dagers varsel, som det faktum at enkelte områder er små, som skaper vanskeligheter i forbindelse med prissikring. Små men faste områder skulle alt annet like være bedre enn stokastiske områder. Et sentralt poeng her er også at dersom produsentene ikke vet om et underskuddsområde vil bli omgjort til eget anmeldingsområde, er det svakere insentiver for produsentene her til å spare vann i og med at de ikke får særlig igjen for det hvis det ikke blir opprettet eget anmeldingsområde.

Det bør også understrekes at dersom en først velger å operere med relativt små og faste Elspotområder, vil nyttevirkingen av den forutsigbarheten dette gir bli redusert dersom det ikke samtidig er forutsigbart for aktørene hvordan Statnett eventuelt vil bruke redusert driftssikkerhet eller spesialregulering for å håndtere eventuelle utfordringer. Selv om det opprettes et separat anmeldingsområde for BKK-området, vil det likevel kunne oppstå situasjoner der det er hensiktsmessig å drifte BKK-snittet med noe redusert sikkerhet. Statnetts kriterier for bruk av andre tiltak må være forutsigbare om bruk av Elspotområder skal være et effektivt virkemiddel. Uten denne forutsigbarheten kan ikke aktørene vite hva de kan forvente og incentivene til å allokere vann til vårknipa blir for svake. Et eksempel på et slikt kriterium er et klart definert minimumsnivå for prisforskjellen mellom dette og omkringliggende anmeldingsområder. Et slikt minimumsnivå må ikke settes for lavt.

Samlet sett er det derfor utvalgets vurdering at jo lenger en må vente på en tredje forbindelse inn til BKK-området, jo viktigere er det å etablere dette som et separat anmeldingsområde i Elspot.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
BKK-området som eget Elspotområde	Samfunnsøkonomiske gevinster: Riktigere prissetting av kraften Riktigere disponering av vannet	Fordelingseffekter ved at kraftprisen kan bli meget høy ved effektknapphet	Kan og bør etableres straks Eventuelle problemer knyttet til markedsrett kan motvirkes ved tiltak

7.11. Regulering av magasin disponering

Forslag om restriksjoner på produsentenes disponering av vannmagasiner synes å komme hver gang det er tilløp til knapphet i det norske kraftmarkedet. Foreslåtte restriksjoner fokuserer normalt på magasinbeholdningen ved inngangen til eller mot slutten på tappesesongen (vinteren). Motivasjonen for restriksjoner på aktørenes bruk av magasiner kan være at det er avvik mellom bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske beslutningsregler for disponering av vannet, eller at den regulerende

myndighet har bedre informasjon enn produsentene. Hvis en av disse betingelsene er oppfylt, er det et spørsmål om magasinregulering eller andre virkemidler er best egnet til å forbedre den samfunnsøkonomiske disponeringen av vannet.

Den andre betingelsen er etter utvalgets vurdering neppe oppfylt. Sannsynligheten for at en regulerende myndighet skulle kunne ha bedre informasjon om framtidig verdi av vann i magasiner og om optimal disponering av vannet, er etter alt å dømme neglisjerbar. Alle vannmagasin er unike, har sine spesielle tilsigsforhold og produksjonsbeskrankninger, og er i tillegg omfattet av hver sine vilkår fra NVE for å ivareta alle interesser i det enkelte vassdrag og ved det enkelte magasin.

Når det gjelder den første betingelsen, er spørsmålet om produsentenes risikopreferanser er slik at de gir en magasindisponering som ikke er til det beste for samfunnet, og om risiko og kostnader, spesielt i forhold til rasjonering, er riktig fordelt. Det første spørsmålet ble delvis behandlet av Frischsenteret i forbindelse med Stortingsmelding 18 (2003-2004). De viste blant annet at i og med eksistensen av et marked for prissikring (terminkontrakter for kraft), er det neppe noe problem i seg selv om produsenter skulle ha stor risikoaversjon. Her skal det dog bemerkes at markedet for terminsikring av områdepriser ville ha vært mer effektivt dersom det ikke var usikkerhet om hvor områdegrensene vil gå i framtiden, jf. diskusjonen i kapittel 7.10 om bruk av Elspotområder.

Det andre spørsmålet handler om at det for en produsent kan være vesentlig enklere å leve med tapet han får om magasinet går tomt, enn det er for samfunnet å mestre konsekvensene av omfattende rasjonering (jf. neste delkapittel). Produsentene går glipp av noen inntekter som ville være høye, men lider ellers ingen direkte nød. Kjøpersiden i markedet vil derimot møte ikke bare høye priser på det som tross alt er tilgjengelig av elektrisk energi, men vil også måtte avstå fra å bruke kraft til en rekke formål. Som en illustrasjon av poenget er det nok å vise til konsekvensene for mobilnettet, transportsektoren, fiskeoppdrett og husdyrhold. På den annen side kan omdømmerisikoen for produsentene være betydelig – og kanskje større for noen enn for andre. Produsenter som oppfatter omdømmerisikoen til å være svært høy kan disponere vannet på en (for samfunnet) for konservativ måte. Hvorvidt dette virkelig betyr at risiko for knapphet og rasjonering er hensiktsmessig fordelt, avhenger også av kontraktsformene i kraftmarkedet. Spesielt har forholdet mellom kjøper og selger ved en eventuell rasjoneringssituasjon stor betydning, men også konsekvensene for partene ved usedvanlig høye priser. Bedre muligheter for prissikring vil kunne føre til en bedre fordeling av risiko mellom aktørene (inkludert sluttbrukere) slik at vanddisponeringen samfunnsøkonomisk sett blir bedre. Verdien av knapphet og ulempene ved rasjonering kan dermed bli mer synlige.

Markedsmakt er også et sentralt tema her. Det foreligger teoretisk forskning som viser at vannkraftprodusenter med markedsmakt har insentiver til å redusere vannmagasinnivået før inngangen til vinteren ved å flytte produksjon fra perioder med stor etterspørsel til perioder med lav etterspørsel. Hvorvidt dette skjer, og eventuelt omfanget av slik strategisk adferd, er ikke kjent. Kauppi og Liski (2008) fant bare begrenset omfang av slik adferd i perioden 2000 til 2005 i sin analyse av det nordiske markedet.

Utvalgets konklusjon er at det er usikkert om det er forskjell på bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske beslutningsregler for magasindisponering. Selv om det skulle være alvorlige eksternaliteter, er det lite trolig at de enkelt kan løses med regulering av for eksempel magasindisponeringen. I stedet bør det analyseres grundigere og mer prinsipielt enn det er rom for her om vi står overfor et tilfelle av det økonomer kaller manglende markeder. Løsningen vil da naturlig

nok være å komplettere settet av markeder. Et korrekt avgrenset anmeldingsområde er en del av denne løsningen.

Imidlertid foreligger det nok kunnskap til å ta stilling til om magasinrestriksjoner eventuelt er et hensiktsmessig virkemiddel. Utvalget er ikke kjent med forskning omkring dette temaet som konkluderer på noen annen måte enn at slike restriksjoner i beste fall ikke gjør situasjonen vanskeligere. Tvert om antyder den forskningen utvalget kjenner til at slike restriksjoner synes å gjøre større skade. Temaet ble viet betydelig oppmerksomhet i forbindelse med Stortingsmelding 18 (2003-2004), hvor det blant annet ble presentert arbeider fra SINTEF, Frischsenteret og SKM Energy Consulting. Se også Williams og Wright (1991). To faktorer synes særlig viktige i en slik diskusjon.

- Skal en restriksjon på magasinbeholdning mot utløpet av vinteren (minimum x prosent y uker før seneste observerte uke for vårløsning) ha noen mening, må den bety en sterkere stimulans til lagring av vann enn dagens ordninger innebærer.⁴⁴ Da vil flomtapene bli større enn i dag, og *forventet* energimengde til forbruk gå tilsvarende ned (importbehovet øker). Det er imidlertid ikke åpenbart at dette vil ramme tørrår – mest sannsynlig vil flomtapene bare øke i normale og våte år. Slik regulering vil også kunne redusere risikoen for redusert omdømme for produsenter, som ”bare har fulgt regelverket”.
- Når magasinbefyllingen faller, på grunn av høyt forbruk og/eller lavt tilsig og produksjon, og grensen for tillatt magasinbefylling nærmer seg, vil produsentenes vannverdi øke. Dette vil øke prisene. Om det ikke får forbruket til å falle tilstrekkelig, vil produsentene ikke bare heve prisene i sine bud, men de må også redusere mengden de tilbyr. De balanseansvarlige vil da ikke få kjøpt tilstrekkelige mengder i Elspot. Produsentene må i en slik situasjon være varsomme med å legge ledig produksjonskapasitet inn i RK-markedet, fordi de har en begrenset mengde energi for salg. Dette kan framprovosere rasjonering, i form av rekvirering av produksjonskapasitet og/eller i form av tvangsmessig reduksjon av forbruket.

Etter utvalgets vurdering betyr dette at det samlet sett ikke er grunn til å tro at flere restriksjoner på produsentenes produksjonsbeslutninger vil føre til en samfunnsøkonomisk bedre disponering av vannet. Som alternativer til restriksjoner på magasinindisponeringen vil utvalget peke på idéer som tar utgangspunkt i asymmetriske konsekvenser, så som kompensasjon til kunder som utsettes for rasjonering på grunn av tomme magasiner, eller energisertifikater som utstedes av nettselskap med sikte på å påvirke insentivene til å holde igjen vann i magasinene, se for eksempel Singh (2004). Utvalgets konklusjon er derfor at spørsmålet om det foreligger asymmetrisk eller lite hensiktsmessig fordelt risiko og kostnader, samt spørsmålet om hvordan problemene det eventuelt medfører best kan løses, bør studeres mer inngående. At løsningen skulle være direkte restriksjoner på produsentenes magasinindisponering synes likevel utelukket. Et første skritt er uansett å sikre at det er mest mulig korrekte priser i området, noe som best kan løses ved å opprette et eget anmeldingsområde i BKK-området.

Utvalget vil imidlertid benytte anledningen til å peke på ett forhold som kan adresseres uten ytterligere analyse: Frykten for politiske inngrep i prisdannelsen svekker insentivene til å holde igjen vann. Produsenter snakker ofte, ikke minst i uformelle sammenhenger, om at de ikke regner med å kunne få spesielt godt betalt hvis det oppstår ekstrem knapphet på energi de siste ukene før tilsiget kommer

⁴⁴ Hvor sterk stimulans dette innebærer kommer an på utformingen av restriksjonen og konsekvensene dersom produsenten ikke oppfyller restriksjonen. Skal det være fullstendig uakseptabelt å gå lavere i magasinet, eller skal det ”bare” innebære en bot på z kroner per kWh?

ordentlig i gang på våren slik at spesielle tiltak blir iverksatt. I sine beregninger av hva som er bedriftsøkonomisk optimal disponering av vannet, legger de da implisitt til grunn at myndighetene vil komme til å legge føringer eller begrensninger på kraftprisen i slike situasjoner. I et rent markedssystem er det nettopp prisen i de ekstreme knapphetssituasjonene som er belønningen til aktører som har klart å holde igjen vann. Dersom produsentene har grunn til å tro at denne belønningen blir ”lav”, vil det være bedre for dem å være noe mer aggressive i sin magasindisponering.

Ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
Kvantitative restriksjoner på disponering av magasiner	Usikker. Meningen er at tiltaket skal gi redusert fare for tomt magasin før tilsiget er større enn produksjonen	Vil gi betydelig feilallokering	Bør ikke innføres
Energisertifikater Kompensasjon ved uteblitt levering	Bedre insentiver til å spare på vannet Bedre fordeling av risiko og konsekvenser av rasjonering	Risiko for høyere kraftpriser generelt	Bør vurderes nærmere

7.12. Virkninger av tvangsmessige utkoblinger (rasjonering)

Dersom utviklingen i kraftmarkedet i en konkret situasjon blir tilstrekkelig tilspisset, kan OED vedta rasjonering. Rasjonering er ingen ønsket løsning på knapphetsproblemer, og skal følgelig unngås i det lengste. De rettslige rammer for hvordan NVE og Statnett skal opptre etter at OED eventuelt har vedtatt rasjonering følger blant annet av rasjoneringsforskriften (FoR).⁴⁵ Her fokuseres på rasjonering fra en økonomisk synsvinkel, for å klargjøre hva som i siste instans vil være alternativet til alle andre tiltak, for eksempel dersom disse ikke gir tilstrekkelig virkning.

Stortingsmelding 18 (2003-2004) gir en god oversikt over både hvordan rasjonering kan tenkes gjennomført i praksis og hvordan rasjonering fungerer i en økonomisk sammenheng. Ved tvangsmessige reduksjoner i forbruket ”vil de fleste sluttbrukere bli berørt. Sluttbrukere med lavest avsnvnverdier og avbruddkostnader vil imidlertid måtte påregne størst forbruksreduksjon. Tilgjengelig energi skal uansett prioriteres med hensyn til liv og helse, vitale samfunnsinteresser, næringsliv og øvrige økonomiske interesser.”

En av grunnene til at rasjonering som sådan er uønsket, er at fordelingen av den tilgjengelige energi ikke lenger kan baseres på de individuelle vurderingene som gjøres av sluttbrukere og produsenter. I utgangspunktet anses deres vurderinger om forbruk og produksjon som optimale, fordi de som beslutningstagere anses å ha best informasjon om de beslutningene de foretar. For produsenter handler dette om hvor mye av den tilgjengelige vannet som skal utnyttes til kraftproduksjon på kort sikt, og hvor mye som bør lagres til framtidige perioder, hensyn tatt til alle lokale forhold som tilsig, temperaturutvikling, mv. For kraftproduksjon er det altså snakk om optimal fordeling over tid. Rasjonering av produksjon betyr dypest sett at produsentenes prioriteringer overprøves.

⁴⁵ Forskrift om planlegging og gjennomføring av rekvisisjon av kraft og tvangsmessige leveringsinnskrenkninger ved kraftrasjonering (FOR 2001-12-17 nr 1421)

For sluttbrukere handler det mer om optimal fordeling mellom aktører. Uten rasjonering vil prisene gjerne bli så høye at noen bestemmer seg for å redusere sitt kraftforbruk, og enten gå over til andre energikilder eller ganske enkelt redusere forbruket. Tvangsmessig utkobling av forbruk betyr at forbrukernes verdsetting av eget forbruk overprøves. Verdien av eget kraftforbruk er forhold man normalt antar at den enkelte sluttbruker vet best selv, slik at en statlig overtagelse av fordelingen av kraft mellom forbrukere risikerer å tildele for mye kraft til formål som har lav nytte og for lite kraft til formål med høy individuell og samfunnsmessig nytte.

Hvor problematisk en slik administrativ fordeling mellom ulike forbrukskategorier er i praksis, avhenger i første rekke av hvor god kunnskap man har om avsnverdiene for de ulike forbrukskategoriene. Om man rent hypotetisk forestilte seg at myndighetene hadde komplett og oppdatert informasjon om avsnverdiene, ville tvangsmessig utkobling av forbruk, i teorien, kunne gjennomføres uten ”feilaktige” prioriteringer mellom ulike forbrukskategorier.

Ifølge Stortingsmelding 18 (2003-2004) er det ”på plass planer som gjør det mulig å gjennomføre rasjonelle rasjoneringsiltak overfor produsenter og sluttbrukere i sentral- og regionalnettet.” I praksis betyr dette trolig at skulle det bli aktuelt med rasjonering er det særlig kraftintensiv industri (utenom petroleumsindustrien) og husholdninger som må påregne størst forbruksreduksjon – generelt sett er deres betalingsvilje mindre enn de fleste andre forbruksformål.

Kartlegginger av avsnverdiene har historisk lagt stor vekt på direkte kostnader for forbrukere som ikke får kraft som planlagt (KILE).⁴⁶ Følgervirkningene av at forbrukere ikke får levering er i mindre grad kartlagt. Med følgervirkninger, eller indirekte virkninger, siktes det til at mobilnettet ikke får tilstrekkelig kraft, at bensinstasjoner ikke har strøm til pumpene, at vannforsyningen ikke får tilstrekkelig trykk i sitt nett, og lignende. Ved en kortvarig mørklegging eller rasjonering, vil slike indirekte virkninger være relativt små. Problemstillingen er annerledes dersom det er snakk om langvarige utkoblinger, eventuelt rullerende utkoblinger over lang tid. På den ene side kan en da vente at forbrukere tilpasser seg og dermed motvirker negative virkninger. På den annen side kan avhengigheten av kraft i dagens samfunn ha blitt så stor at problemene eskalerer med lengden på knappheten. I tillegg foreligger det heller ingen systematisk kartlegging av betalingsvilje for å unngå rasjonering.

Langvarig avbrudd for alle på en gang virker lite trolig når vi fokuserer på BKK-snippet. Som regel vil det som et minimum være nesten nok elektrisitet til alle, med mindre begge de eksisterende linjene faller ut. Selv da vil produksjonen i BKK-området dekke minimum halvparten av forbruket. Ikke desto mindre er det temmelig klart at konsekvensene av rasjonering vil kunne være svært dyptgripende. Selv om sannsynligheten for rasjonering er lav, er det derfor generelt sett riktig å bruke ressurser på å hindre at det blir nødvendig og på å redusere konsekvensene hvis det likevel tvinger seg fram.

⁴⁶ KILE-kostnader er Kostnad for Ikke Levert Energi, vurdert ut fra hva det forventes å koste ulike forbrukertyper om kraftleveransen blir avbrutt.

8. Vurdering av forsyningssikkerheten i BKK-området

I dette kapitlet vurderes forsyningssikkerheten i BKK-området fram mot 2020 uten overføringskapasitet mellom Sima og Samnanger. Vi vurderer først situasjonen uten å ta hensyn til eventuelle nye tiltak. Deretter vurderer vi hvordan situasjonen kan forbedres som følge av gjennomføring av noen av tiltakene diskutert i kapittel 7. I analysene baserer vi oss dels direkte på diskusjonen av utviklingen i forbruk og produksjon i kapittel 5 og 6, og dels på simuleringer med Statnetts modell Samlast. I vurderingen av BKK-området som eget anmeldingsområde har vi også benyttet en nettmodell utviklet ved NHH/SNF.

8.1. Vurdering av forsyningssikkerheten uten nye tiltak

I kapittel 5 diskuterte vi utviklingen i forbruk og produksjon i BKK-området de neste ti årene og i kapittel 6 diskuterte vi hvordan variasjoner i temperatur og tilsig kan påvirke årlige variasjoner i henholdsvis forbruk og produksjon. Vi vurderer nå mulighetene for at det kan oppstå vanskelige driftssituasjoner, både som følge av vanskelige *effektsituasjoner* (mangel på tilstrekkelig effekt i enkelttimer) og vanskelige *energisituasjoner* (mangel på tilstrekkelig energi gjennom en vintersesong) i den kommende tiårsperioden.

8.1.1. Vurdering av effektsituasjonen

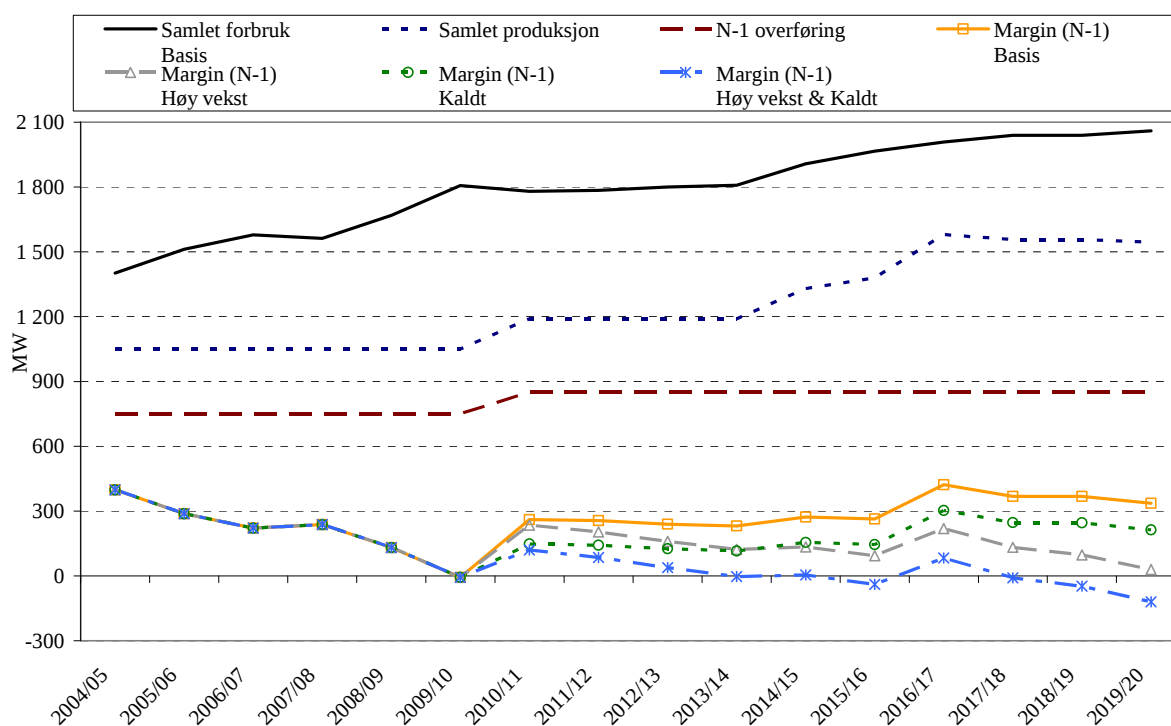
Først undersøker vi i hvilken grad det kan oppstå vanskelige effektsituasjoner de neste ti årene. Vi går da ut fra at det ikke er behov for vannsparing som følge av knapphet på energi (i form av lav magasinfylling), ettersom dette kan karakteriseres som en vanskelig energisituasjon. Figur 8-1 viser antatt utvikling i samlet maksimallast og samlet produksjonskapasitet i BKK-området gjennom vintersesongen fram mot 2020. Dette er basert på diskusjonen i kapittel 5, jf. spesielt Figur 5-6 og Figur 5-11. Vi vil her minne om følgende sentrale forutsetninger:

- Vinterforbruk og maksimallast i alminnelig forsyning vokser med én prosent per år i vårt *Basis scenario*. I det alternative *Høy vekst scenario* er veksten tre prosent per år.
- Effekten i kraftstasjoner tilknyttet vannmagasin vil normalt være mindre om vinteren (spesielt sent på vinteren) på grunn av mindre vann i magasinene. Gjennomsnittlig vinterkapasitet har ligget rundt 1 100 MW de siste årene, men kapasiteten varierer noe. Vi har derfor lagt til grunn en samlet produksjonskapasitet fra magasinkraft på 1 050 MW, cirka 250 MW lavere enn installert effekt.
- Det er lagt til grunn at Energiverk Mongstad (EVM) har full produksjon fra og med 1. januar 2015, som er samme år som Troll-feltet øker sitt maksimale effektuttak. Som nevnt er det usikkerhet omkring oppstart av den andre turbinen på EVM, noe vi kommer tilbake til nedenfor. Fra 2018 er det antatt at CO₂-rensing reduserer tilgjengelig produksjonskapasitet på EVM.
- Det er også lagt til grunn at linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes er klar innen vinteren 2016/2017, noe som innebærer at produksjonen i Modalen kommer innenfor BKK-snittet. Produksjonskapasiteten i BKK-området øker dermed med omtrent 200 MW (mens forbruket øker svært lite), det vil si rundt 60 MW mer enn den andre turbinen ved EVM. Én turbin ved EVM vil imidlertid kunne produsere mer enn vannkraftanleggene i Modalen gjennom en vintersesong med lite tilsig, jf. kapittel 8.1.2.

Som nevnt i kapittel 5.2 vil prognoser for samlet maksimallast ha en tendens til å overvurdere faktisk maksimallast ettersom maksimallasten for alminnelig forsyning og de store industrikundene sjelden inntreffer samtidig. Analysene av maksimallast under kan derfor tendere til å overvurdere den faktiske maksimallasten, og kan således oppfattes som en konservativ tilnærming.

I tillegg til utviklingen i maksimallast viser Figur 8-1 også anslått overføringskapasitet i BKK-snittet gitt overholdelse av kontinuerlig N-1 grense. De siste årene har termisk kapasitet på den begrensende linjen vært 750 MW, men faktisk overføringskapasitet har til tider vært begrenset av spenning (jf. kapittel 3). I figuren er det likevel lagt til grunn N-1 grense på 750 MW fra 2005 til 2010. Etter forrige vinter ble den kontinuerlige N-1 grensen hevet til 850 MW, og denne grensen er lagt til grunn framover.

Endelig viser figuren effektmarginen, det vil si differansen mellom tilgangen på effekt (summen av produksjonskapasitet og overføringskapasitet gitt kontinuerlig N-1 grense) og maksimallast. Figuren viser både forventet utvikling (*Basis*), utviklingen ved høyere enn forventet forbruksvekst (*Høy vekst*), og utviklingen ved spesielt lave maksimallast-temperaturer (*Kaldt* og *Høy vekst & Kaldt*).⁴⁷



Figur 8-1 Utvikling i samlet maksimallast, samlet produksjonskapasitet, N-1 overføringskapasitet og effektmargin gjennom vintersesongene den kommende tiårsperioden. MW. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder

Figuren illustrerer at ved en forventet utvikling av forbruk og produksjon, og ved normale vintertemperaturer, vil det være om lag 300 MW margin mellom tilgang på effekt og behovet for effekt i maksimallaststimen gjennom hele tiåret (*Margin Basis*). Dersom BKK-området i enkelte år vil oppleve spesielt lave temperaturer, vil marginen fortsatt være positiv dersom prognosene for forbruk og produksjon slår til (*Margin Kaldt*). Den mest kritiske perioden fram mot 2020 er etter at Troll-feltet

⁴⁷ Med spesielt lave temperaturer menes her nedre grense i et 95 prosent konfidensintervall basert på regresjonsanalysen omtalt i kapittel 5.1. Temperaturkorrigeringen omtalt i det kapitlet er så anvendt.

har økt sitt maksimale effektuttak, og før Modalen-Mongstad-Kollsnes er i drift. Men selv da vil effektsituasjonen være noe bedre enn i 2010, gitt samme lave temperaturer.

Dersom veksten i maksimallast hos alminnelig forsyning vokser raskere enn forventet (*Høy vekst*),⁴⁸ vil effektmarginen bli mer utfordrende. Det gjelder i første rekke samme periode som nevnt over (etter økningen ved Troll A og før Modalen-Mongstad-Kollsnes), men også når vi nærmer oss 2020. I dette scenarioet er maksimallasten hos alminnelig forsyning 35 prosent høyere i 2020 enn i 2010 (ved like temperaturer). I vintre med ekstra lave temperaturer vil marginen kunne bli negativ og mer utfordrende enn 2010 fra og med 2016 (se *Høy vekst & Kaldt*).

En utsatt oppstart av den andre turbinen ved EVM vil redusere effektmarginen i Figur 8-1 med 140 MW fra og med 2015, mens en forsinkelse av forbindelsen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes vil redusere marginen med 200 MW fra og med 2017. Dersom en av disse forsinkelsene inntreffer, vil effektmarginen på spesielt kalde vinterdager komme ned mot null, men fortsatt være positiv i henhold til Figur 8-1. Dersom ingen av disse to er på plass før vintersesongen 2016/2017, vil effektmarginen fortsatt trolig være positiv i normale vintre men ikke i vintre med spesielt kalde dager. Da kan marginen i maksimallasttiden komme ned under -100 MW i 2020. En kombinasjon av høyere enn forventet forbruksvekst og utsettelse av enten Modalen-Mongstad-Kollsnes eller den andre turbinen ved EVM vil kunne gi enda lavere margin. Dette illustrerer betydningen for forsyningssikkerheten i BKK-området av å få på plass Modalen-Mongstad-Kollsnes i henhold til dagens tidsplan (gitt at Sima-Samnanger ikke er i drift før nærmere 2020).⁴⁹

En negativ effektmargin gitt bruk av N-1 kriteriet innebærer ikke at deler av området vil bli mørklagt i maksimallasttiden, med mindre det oppstår en feil i nettet. I de timene der marginen er negativ vil man tillate økt overføring inn til området, slik at man opererer etter N-1/2 kriteriet (N-0 drift vil ikke være nødvendig for å oppnå positiv effektmargin). Det betyr at dersom en feil skulle oppstå i maksimallasttiden, vil deler av BKK-området bli koblet ut. Hvor lenge de berørte forbrukerne forblir uten elektrisitet, avhenger av hvor lang tid det tar før feilen rettes *eller* effektmarginen gitt N-1 kriteriet igjen blir positiv. Hvis for eksempel forbruket faller relativt raskt, kan alle forbrukerne kobles inn kort tid etter at effektmarginen er blitt positiv selv om feilen på nettet er av mer langvarig karakter. I timene med negativ effektmargin vil Statnett dessuten vurdere å spesialregulere opp produksjonen i BKK-området dersom det er ledig produksjonskapasitet (gitt at BKK-området ikke er eget anmeldingsområde). Det samme gjelder ved lave effektmarginer hvis planlagt produksjon er for lav til å overholde den kortvarige N-1 grensen.

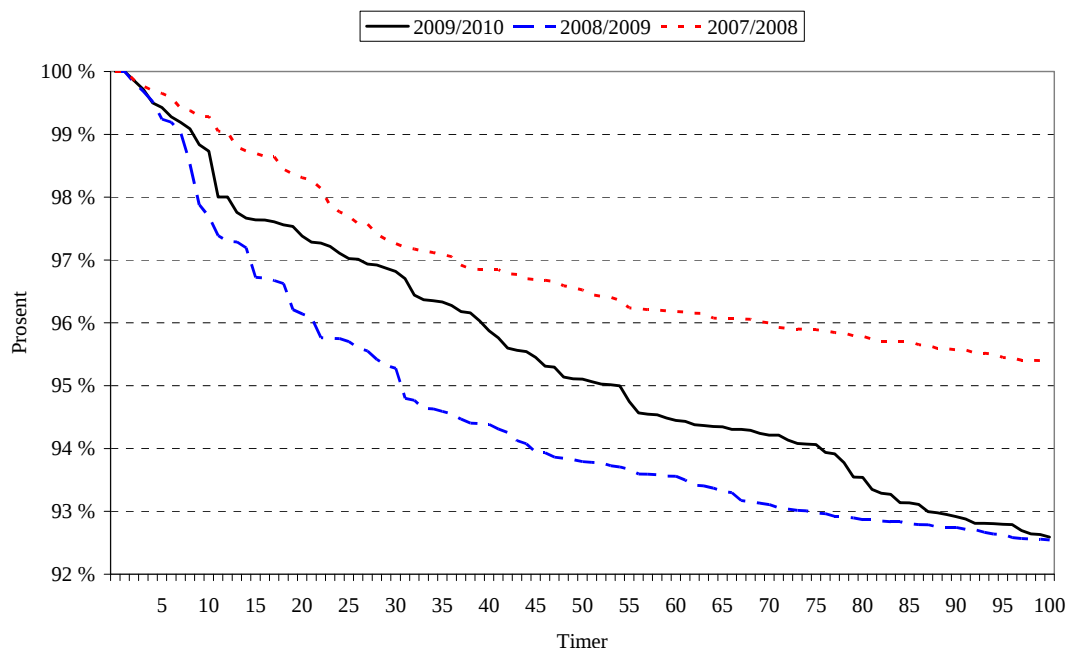
Sannsynligheten for at det er eller oppstår en feil i nettet akkurat i maksimallasttiden er liten. Det er derfor viktig å ikke bare fokusere på denne ene timen, men på alle timene der effektmarginen kan være negativ (gitt N-1 kriteriet). Figur 8-2 viser hvordan effektforbruket var de tre foregående vintrene, sortert etter størrelsen på effektforbruket, hvor 100 prosent svarer til maksimallasten for den *angjeldende* vinter.⁵⁰ Figuren viser at det var cirka 25 timer i løpet av forrige vinter hvor effektforbruket var minst 97 prosent av vinterens maksimallast, det vil si maksimalt 50 MW mindre enn maksimallasten. Halvparten av disse 25 timene fant sted samme dag som maksimallasttiden (8.

⁴⁸ Sannsynligheten for lavere enn forventet forbruksvekst kan være like stor som sannsynligheten for høyere enn forventet vekst (jf. kapittel 5.1).

⁴⁹ I tillegg kommer selvfølgelig betydningen av denne linjen for overføringskapasiteten internt i BKK-området.

⁵⁰ Figuren kan ved første øyekast gi inntrykk av at det var mange timer med høyt effektforbruk vinteren 2007/2008. Dette stemmer ikke. Maksimallasten var 16 prosent lavere i 2007/2008 enn i 2009/2010, hvilket betyr at det var flere hundre timer forrige vinter med effektforbruk høyere enn maksimallasten i 2007/2008.

januar). Det vil si at effektforbruket hele denne dagen (13 timer på rad) var mindre enn 50 MW under maksimallasten. Det var imidlertid få timer (maksimalt 25) at effektmarginen var negativ forrige vinter, jf. kapittel 4.



Figur 8-2 Effektforbruk i BKK-området vintrene 2007/2008, 2008/2009 og 2009/2010 som andel av maksimallast samme vinter, ordnet etter avtagende effektforbruk. Kilde: Egne beregninger basert på data fra BKK Nett

I scenarioet *Høy vekst* vil effektmarginen kunne bli inntil -50 MW dersom det blir ekstra kaldt i den utfordrende perioden rundt 2016, og inntil -100 MW når vi nærmer oss 2020. Basert på tallene bak Figur 8-2 kan vi da anta at det kan være inntil 100 timer i løpet av vinteren med negativ margin, gitt N-1 kriteriet. Det vil i så fall gi en klart høyere sannsynlighet for mørklegging av noen forbrukere enn om effektmarginen er negativ kun i noen få timer. Basert på feilsannsynlighetene Statnett rapporterte fra forrige vinter (se kapittel 4), vil sannsynligheten for minst ett utfall i løpet av 100 timer likevel ligge under fem prosent.⁵¹ Sannsynligheten for at en ekstra kald vinter skal komme akkurat i de årene som kan bli mest utfordrende er også relativt lav (se notatet fra Bjerknessenteret i Vedlegg 2). Dersom det skulle oppstå en feil i nettet i en av disse vanskelige timene, viser diskusjonen av Figur 8-2 over at det kan bli vanskelig å få en positiv effektmargin i løpet av få timer, ettersom forbruket ofte vil fortsette å være høyt i de påfølgende timene (se også diskusjonen i Vedlegg 2 om hyppigheten av kuldeperioder). Dersom det tar lang tid å rette opp feilen i nettet, kan man altså risikere en mørklegging av enkelte forbrukere som varer i mange timer.

Oppsummert anser utvalget at effektsituasjonen i BKK-området isolert sett (det vil si uten hensyn til energisituasjonen) mest sannsynlig ikke vil være spesielt kritisk fram mot 2020. Dette gjelder også uten nye tiltak utover det som allerede er planlagt. Ved en forventet utvikling i forbruk og produksjon vil selv ekstra kalde vintre gi svært liten sannsynlighet for utkobling av forbruk i området som en følge av kortsiktig mangel på effekt. Varigheten av en eventuell utkobling kan være opptil noen timer.

⁵¹ Som nevnt over ser vi her bort fra eventuelle problemer med energiknapphet som vurderes i neste delkapittel. Energiknapphet kan føre til at produksjonskapasiteten ikke utnyttes fullt ut selv om det er effektknapphet, for å sikre at det er nok energi (det vil si vann i magasinene) til slutten av vinteren.

Dersom forbruket på kalde vinterdager vokser raskere enn forventet, eller oppstart av den andre turbinen ved EVM blir utsatt, kan effektsituasjonen gradvis bli mer utfordrende. Det samme gjelder hvis Modalen-Mongstad-Kollsnes blir forsinket. Sannsynligheten for utkobling av forbruk vil fortsatt være lav, men behovet for nye tiltak vil gradvis øke. Fra rundt 2018 er det en viss mulighet for flere hundre timer med effektknapphet hvis det i tillegg til høyere forbruksvekst og/eller forsinkelsene nevnt over skulle komme en spesielt kald vinter.

8.1.2. Vurdering av energisituasjonen

I dette delkapitlet undersøker vi i hvilken grad det kan oppstå vanskelige energisituasjoner i BKK-området de neste ti årene. En vanskelig energisituasjon oppstår dersom det er knapphet på elektrisk energi gjennom en vintersesong. Tilgjengelig energi innenfor BKK-området bestemmes av magasinfyllingen ved inngangen til vinteren (fratrasket nedre grense for akseptabel fyllingsgrad), tilsiget gjennom vinteren, produksjonsmulighetene utenom magasinkraft, samt overføringskapasiteten på ledningene inn til BKK-området. Dersom gjennomsnittlig importbehov gjennom vintersesongen er omtrent på nivå med kortvarig N-1 grense, vil energisituasjonen være svært vanskelig.

Vi presenterer først ulike energiregnskap basert på prognoser for utvalgte år, og fokuserer både på normale vintre og spesielt tørre og kalde vintre. Videre legger vi til grunn ulike magasinnivåer ved inngangen til desember, der vi både tar utgangspunkt i gjennomsnittsnivåer og i lave nivåer. Basert på prognosene for vinterforbruk og produksjon diskutert i kapittel 5, samt temperaturfølsomheten diskutert i kapittel 6, kan vi anslå importbehovet gjennom vinteren målt som gjennomsnittlig behov for lastflyt over BKK-snittet målt i MWh per time (MWh/h).⁵² Et tilsvarende energiregnskap for vinteren 2009/2010 ble vist i kapittel 4 (se Figur 4-5).⁵³

I energiregnskapet fokuserer vi på månedene fra desember til og med mars. Også i april kan det være behov for mer kraft enn det som kan importeres – i april 2010 var det akkumulerte timeforbruket over kontinuerlig N-1 importgrense (880 MW) mellom 25 og 30 GWh, altså rundt én prosent av magasinkapasiteten i BKK-området. I april 2008 var forbruket enda høyere, og det tilsvarende tallet var 3,5 prosent av magasinkapasiteten. Det er også en viss risiko for lite tilsig de første ukene i april. Etter at produksjonen på EVM er kommet i gang reduseres imidlertid importbehovet på denne tiden av året selv om forbruket skulle vokse relativt raskt. Vi forutsetter likevel at magasinfyllingen ved utgangen av mars må være minst 15 prosent av fullt nivå for å dekke et eventuelt mindre underskudd i april, og for ha en viss sikkerhetsmargin mot slutten av vinteren.⁵⁴

Vi legger til grunn de samme forutsetningene som i kapittel 8.1.1 (jf. kulepunktene) i vårt *Basis scenario*, det vil si at produksjonen ved EVM går for fullt fra og med 1. januar 2015 (med CO₂-rensing fra og med 2018), at forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes er på plass fra og med vinteren 2016/2017, og at vinterforbruket i alminnelig forsyning vokser med én prosent per år. Nedenfor ser vi nærmere på effektene av høyere vekst i alminnelig forsyning og forsinket oppstart av den andre turbinen ved EVM. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle priseffekter på forbruket i vanskelige energisituasjoner – dette kommer vi tilbake til i kapittel 8.2.

⁵² Dette vil være et gjennomsnitt over alle døgnets timer, og alle døgn i løpet av vinteren.

⁵³ En noe lignende form for energiregnskap er presentert i Statnett (2011).

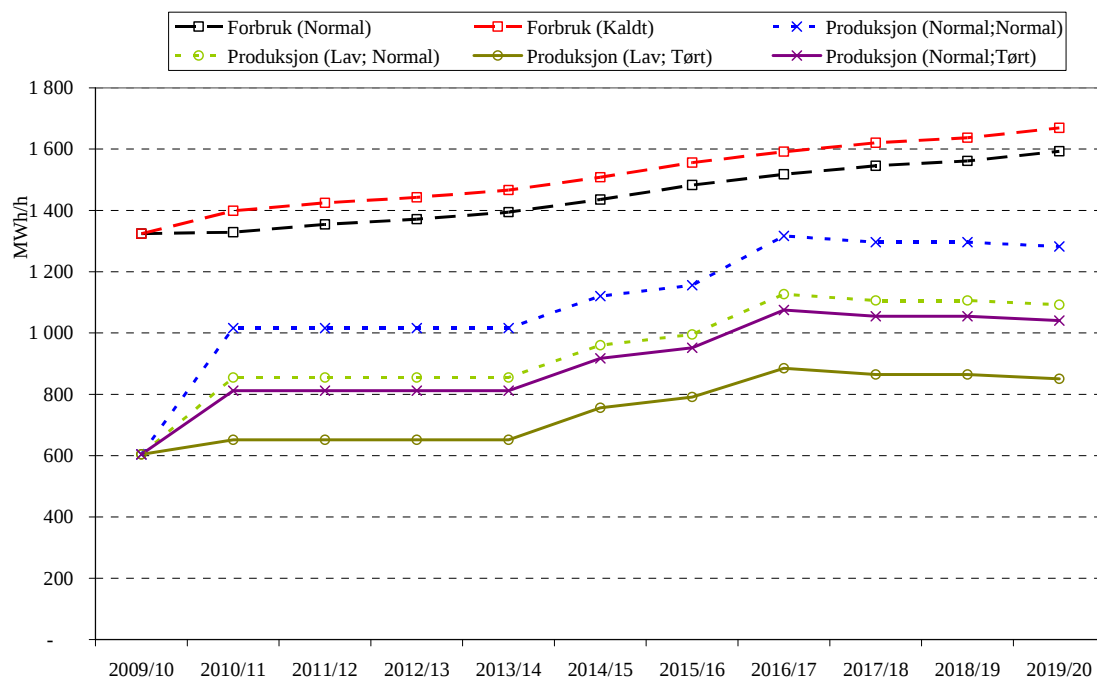
⁵⁴ 15 prosent magasinfylling 1. april er betydelig lavere enn normalt, men fyllingsgraden var enda lavere i 1994 (12 prosent i uke 13) og nesten like lav i 2003 (17 prosent i uke 13).

Vintertilslig og temperatur kan variere innenfor *Basis scenarioet*, og det samme kan magasinfyllingsgraden. Gjennomsnittlig fyllingsgrad ved utgangen av uke 48 de siste 18 årene har vært 77 prosent (se kapittel 6.4). I 2009 var den 82 prosent (29. november), mens i 2010 var den 61,5 prosent (5. desember). Den laveste fyllingsgraden ved utgangen av uke 48 de siste 18 årene var 42 prosent (i 2002). Bortsett fra 1993 og 2002 har fyllingsgraden ligget over 60 prosent i denne perioden. Vi tar derfor utgangspunkt i initiale fyllingsgrader på henholdsvis 77 prosent (*normal*) og 60 prosent (*lav*). Videre studerer vi henholdsvis *normale* vintre, det vil si vintre med gjennomsnittsnivåer for temperatur og tilslig, og *tørre og kalde* vintre, der vi legger til grunn 2,5 prosent persentil for tilslig og temperatur fra de siste 50 årene. Her tar vi utgangspunkt i variasjon og samvariasjon for disse to variablene,⁵⁵ jf. kapittel 6. Variasjonen i tilsliget har spesielt stor effekt på energiregnskapet ettersom historisk gjennomsnittsnivå er rundt 800 GWh mens 2,5 prosent persentilen ligger litt over 200 GWh. Total magasinkapasitet er om lag 2 800 GWh.

Figur 8-3 viser hvordan samlet vinterforbruk og vinterproduksjon, målt som gjennomsnittlig forbruk/produksjon per time, kan utvikle seg fram mot 2020, gitt ulike antakelser om initial magasinfylling (*Normal* vs. *Lav*), vintertilslig (*Normal* vs. *Tørt*) og temperaturforhold (*Normal* vs. *Kaldt*). I praksis vil både forbruk og produksjon variere mye, både over døgnet og gjennom sesongen – figuren viser kun gjennomsnittsverdier for hele vinteren (fire måneder; 24 timer i døgnet). Vi legger først merke til at forskjellen i initial magasinfylling har omtrent samme effekt på produksjonen som variasjonen i tilsliget (*Lav*; *Normal* ligger rett over *Normal*; *Tørt* i Figur 8-3). Videre ser vi at effekten på produksjonen av variasjoner i tilslig og initial magasinfylling er større enn effekten på forbruket av variasjoner i vintertemperaturen.

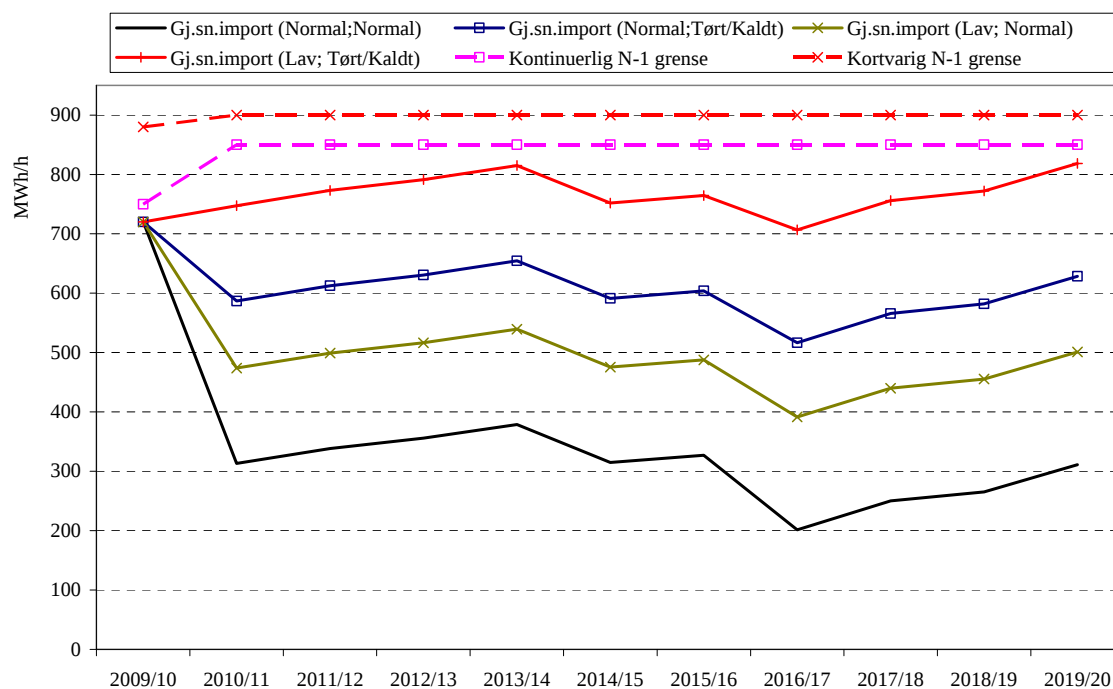
Figur 8-4 viser videre hvordan differansen mellom gjennomsnittlig forbruk og produksjon per time slår ut på gjennomsnittlig behov for import per time over BKK-snittet i løpet av vinteren. Figuren viser også kontinuerlig og kortvarig N-1 grense. Importen vil i praksis også variere (til dels mye) over døgnet og gjennom sesongen, og kan avvike en del fra gjennomsnittsbehovet. Forrige vinter var gjennomsnittlig import om lag 125 MWh/h lavere enn kortvarig N-1 grense (880 MW), og ville vært 140 MWh/h lavere om N-1 grensen hadde vært overholdt hele vinteren (jf. kapittel 4). Utvalget legger derfor til grunn at energisituasjonen, gitt dagens anmeldingsområder, vil være vanskelig i vintre der differansen mellom den kortvarige N-1 grensen og gjennomsnittlig importbehov er 100-150 MWh/h eller lavere. Hvorvidt forsyningssituasjonen er akseptabel eller ei avhenger av hvor ofte man kan forvente slike eller enda vanskeligere energisituasjoner. Dette kommer vi tilbake til nedenfor.

⁵⁵ Bruk av 2,5 prosent persentil innebærer at det er 22 prosent sjanse for at det inntreffer en vinter som er minst så tørr og kald i løpet av ti år. Bruk av 1 prosent persentil ville gitt omtrent samme resultater. Det samme ville være tilfellet hvis vi brukte temperatur og tilslig for vinteren 2009/2010.



Figur 8-3 Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk og produksjonsmuligheter innen BKK-området i løpet av en vinter-sesong i Basis scenario ved normalt eller spesielt kaldt vær, normal eller lav initial magasinfylling og normalt eller lite vintertilsig, målt som gjennomsnittsförbruk/-produksjon. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder*

* 'Normal' betyr normale vintertemperaturer, vintertilsig og initial magasinfylling ved starten av desember. 'Lav', 'Tørt' og 'Kaldt' betyr henholdsvis lav initial magasinfylling, lite vintertilsig og lave vintertemperaturer.



Figur 8-4 Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snippet i Basis scenario ved normal eller lav initial magasinfylling og normalt eller tørt og kaldt vintervær. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder*

* 'Normal' betyr normal initial magasinfylling ved starten av desember og normale vintertemperaturer og vintertilsig. 'Lav' og 'Tørt/Kaldt' betyr henholdsvis lav initial magasinfylling og kombinasjonen av lite vintertilsig og lave vintertemperaturer (2,5 prosent persentil).

Ved normal magasinfylling ved inngangen til vinteren ser vi av Figur 8-4 at energiregnskapet vil se bedre ut framover enn hva det var i 2010,⁵⁶ selv ved spesielt tørre og kalde vintre. Gjennomsnittlig importbehov vil da ligge under 650 MWh/h. Dette er lavere enn vinteren 2009/2010, samtidig som overføringskapasiteten har økt noe siden sist vinter (se figuren). Differansen mellom kortvarig N-1 grense og gjennomsnittlig importbehov varierer mellom 250 og 400 MWh/h. I perioder kan det likevel være behov for spesialregulering (gitt dagens anmeldingsområder) eller høyere priser i BKK-området (hvis området blir eget anmeldingsområde). Dersom importen i starten av vinteren er lav, og vinteren blir både tørr og kald, kan situasjonen endre seg utover vinteren. Da kan gjennomsnittlig importbehov i siste del av vinteren bli høyere enn vist i figuren.

Dersom magasinfyllingen ved inngangen til vinteren er så lav som 60 prosent, viser Figur 8-4 at importbehovet vil ligge mellom 700 og 830 MWh/h i spesielt tørre og kalde vintre. Da er differansen mellom kortvarig N-1 grense og gjennomsnittlig importbehov mellom 70 og 200 MWh/h, og situasjonen kan bli omtrent like utfordrende som vinteren 2009/2010. Ettersom importen typisk vil variere en del over døgnet og gjennom sesongen, er det grunn til å forvente N-1/2 drift deler av vinteren. Ved lav initial magasinfylling er det på den annen side sannsynlig at kraftprodusentene vil holde igjen på vannet slik at importen holdes på et høyt nivå helt fra starten av vinteren, spesielt dersom forbruket er høyt som følge av lave temperaturer. Med BKK-området som eget anmeldingsområde (jf. kapittel 7.10 og 8.2) ville forventninger om en anstrengt kraftsituasjon normalt føre til vedvarende høyere priser i BKK-området enn områdene rundt, noe som igjen ville føre til maksimal import tilnærmet døgnet rundt. Det forutsetter imidlertid at det ikke er knapphet på vann også utenfor BKK-området.

Som nevnt i kapittel 6 er det ikke funnet noen samvariasjon mellom magasinfyllingen i uke 48 og tilsigete påfølgende vintre. Det betyr at disse størrelsene kan antas å være uavhengige. Sannsynligheten for at det skal komme en spesielt tørr og kald vinter samtidig som magasinfyllingen ved inngangen til vinteren er 60 prosent eller lavere, er derfor liten og kan anslås til under en halv prosent per år dersom historiske observasjoner for de siste 18 år er representative for framtidige magasinfyllingsnivåer. I løpet av en tiårsperiode er det da under fem prosent sannsynlighet for at dette vil inntreffe ett av disse årene. Samtidig er det verdt å påpeke at magasinfyllingsgraden var usedvanlig lav høsten 2002 (42 prosent i uke 48) – med så lave nivåer vil selv normalt vintervær kunne gi en utfordrende energisituasjon. Utvalget anser likevel med utgangspunkt i analysen over at forsyningssituasjonen vil være akseptabel gitt at de grunnleggende forutsetningene omkring produksjon, forbruk og nettforhold slår til (jf. kulepunktene i 8.1.1).

Det er som tidligere nevnt usikkerhet i prognosene, både når det gjelder forbruk og produksjon.⁵⁷ Vi undersøker her effekten på energiregnskapet illustrert i Figur 8-3 og Figur 8-4 av å anta enten høyere forbruk eller lavere produksjonsmuligheter. Den største utfordringen før vi nærmer oss 2020 ser ut til å bli i 2014, det vil si året før Energiverk Mongstad etter planen tar i bruk begge sine turbiner.⁵⁸ På

⁵⁶ I figuren er det for vinteren 2010 vist faktisk gjennomsnittlig import. Dersom vi hadde lagt til grunn henholdsvis 77 (normal) og 15 prosent magasinfylling 1. desember og 1. april, ville importbehovet i 2010 vært litt under 700 MWh/h.

⁵⁷ Det er også usikkerhet knyttet til nettforhold, slik som den planlagte linjen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes.

⁵⁸ I Figur 8-1 så vi at den største utfordringen for effektsituasjonen kunne komme i 2016 (og rundt 2020). Forklaringen på dette er at EVM vil ha større betydning for energisituasjonen enn for effektsituasjonen. Det skyldes at kraftverket kan gå for fullt gjennom hele vinteren uten å ta hensyn til vintersparing. Vannkraftverkene

grunn av usikkerheten omkring produksjonen på EVM er det imidlertid viktigere å fokusere på vinteren 2015/2016 i tillegg til 2019/2020.

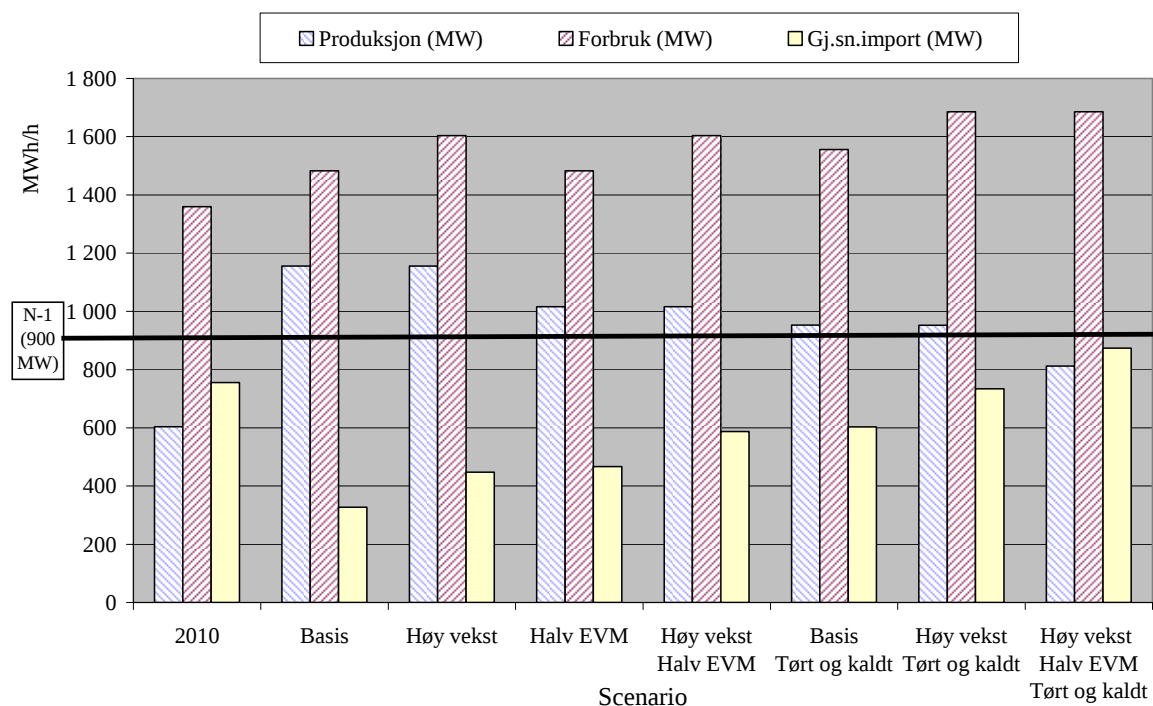
Figur 8-5 og Figur 8-6 viser gjennomsnittlig importbehov i BKK-snittet i ulike scenarioer for vinteren 2015/2016, ved henholdsvis normal og lav initial magasinfylling. Både normale og tørre/kalde vintre (2,5 prosent persentil) vises. Dagens kortvarige N-1 grense er også vist i figurene. Scenario *Basis* i de to figurene er de samme som de to nederste kurvene i Figur 8-4, mens Scenario *Basis Tørt og kaldt* er de samme som de to øverste. Etter hvert som vi beveger oss mot høyre i Figur 8-5 og Figur 8-6 er det avtakende sannsynlighet for at scenarioet skal inntreffe. Det samme gjelder når vi flytter oss fra Figur 8-5 til 8-6 (for ellers tilsvarende scenario).

Vi ser at med normal magasinfylling ved inngangen til vinteren og normale temperaturer og tilsig vil forsyningssituasjonen være lite utfordrende selv om forbruksveksten skulle bli høy og EVM kun benytter den ene av to turbiner (*Høy vekst; Halv EVM*). Differansen mellom kortvarig N-1 grense og gjennomsnittlig importbehov er da 300 MWh/h. Dersom vinteren blir spesielt tørr og kald, blir situasjonen omtrent like utfordrende som i 2010 hvis forbruksveksten er høy (*Høy vekst; Tørt og kaldt*). Det samme gjelder hvis veksten er som forventet, men EVM kun har én turbin i drift og vinteren er spesielt tørr og kald (ikke vist i figuren). I begge disse tilfellene er differansen mellom N-1 grensen og gjennomsnittlig importbehov rundt 150 MWh/h. I det mest ekstreme scenarioet, med høy forbruksvekst, ekstra tørr og kaldt vintervær og kun én turbin i drift på EVM, blir gjennomsnittlig importbehov nesten 900 MWh/h, det vil si rett under kontinuerlig N-1 grense. Det vil være en spesielt vanskelig situasjon og mer utfordrende enn vinteren 2009/2010. Det vil da være nødvendig å drifte BKK-snittet med N-1/2 drift store deler av vinteren, med fare for mørklegging ved feil i nettet. Effektsituasjonen vil også være mer utfordrende enn vist i Figur 8-1, slik at rullerende utkobling kan være aktuelt hvis feilen oppstår i en vanskelig effektsituasjon og ikke kan rettes raskt. Sannsynligheten for dette scenarioet anses imidlertid å være lav.

Dersom den initiale magasinfyllingen er lav, og temperatur og tilsig er som normalt, viser Figur 8-6 at situasjonen vil være lite utfordrende med mindre forbruksveksten er høy og EVM har kun én turbin i drift. Hvis vinteren blir spesielt tørr og kald, blir situasjonen omtrent som i 2010 i *Basis scenarioet*, og vanskeligere enn i 2010 i de øvrige scenarioene som er vist. Med høy forbruksvekst eller EVM i halv drift blir gjennomsnittlig importbehov rundt 900 MWh/h, det vil si rundt kortvarig N-1 grense. Forsyningssituasjonen vil også da være spesielt vanskelig. Kombinasjonen av høy forbruksvekst, EVM i halv drift og tørr og kaldt vær gir en enda vanskeligere situasjon, med gjennomsnittlig importbehov over 1 000 MWh/h. Da er det mulig at man nærmer seg øvre grense for N-1/2 drift med dagens systemvern,⁵⁹ og det kan være umulig å unngå rullerende utkobling dersom langvarige feil på nettet oppstår på dager med høyt forbruk. Sannsynligheten for denne kombinasjonen av lav initial magasinfylling, tørr og kaldt vintervær, høy forbruksvekst og EVM i halv drift anses å være spesielt lav.

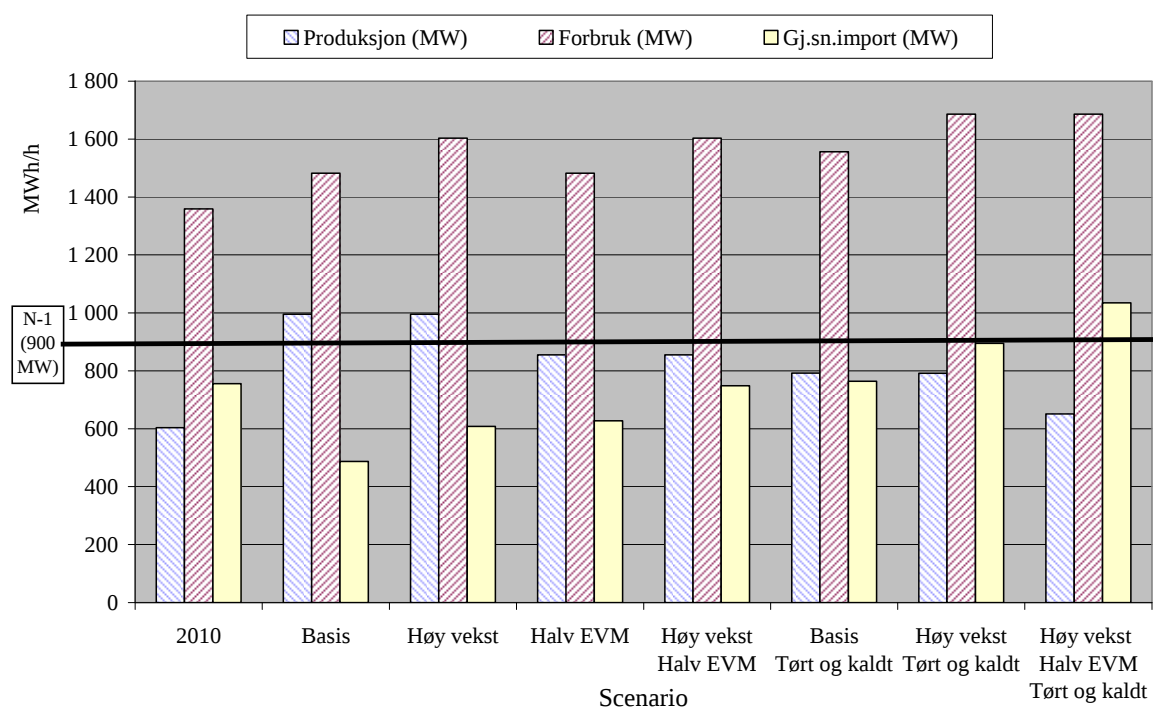
kan på den annen side ha en gjennomsnittlig produksjon gjennom vinteren som ligger betydelig under deres maksimale effektkapasitet.

⁵⁹ Med dagens systemvern (BFK) vil N-1/2 grensen ligge mellom 250 og 400 MW over kortvarig N-1 grense, som er 900 MW. I praksis vil imidlertid Fardalsnittet, som i stor grad samsvarer med grensene for anmeldingsområdet NO5, også kunne begrense importen til BKK-området, slik at realistisk N-1/2 grense om vinteren vil kunne ligge lavere enn det BFK-systemvernet tilsier.



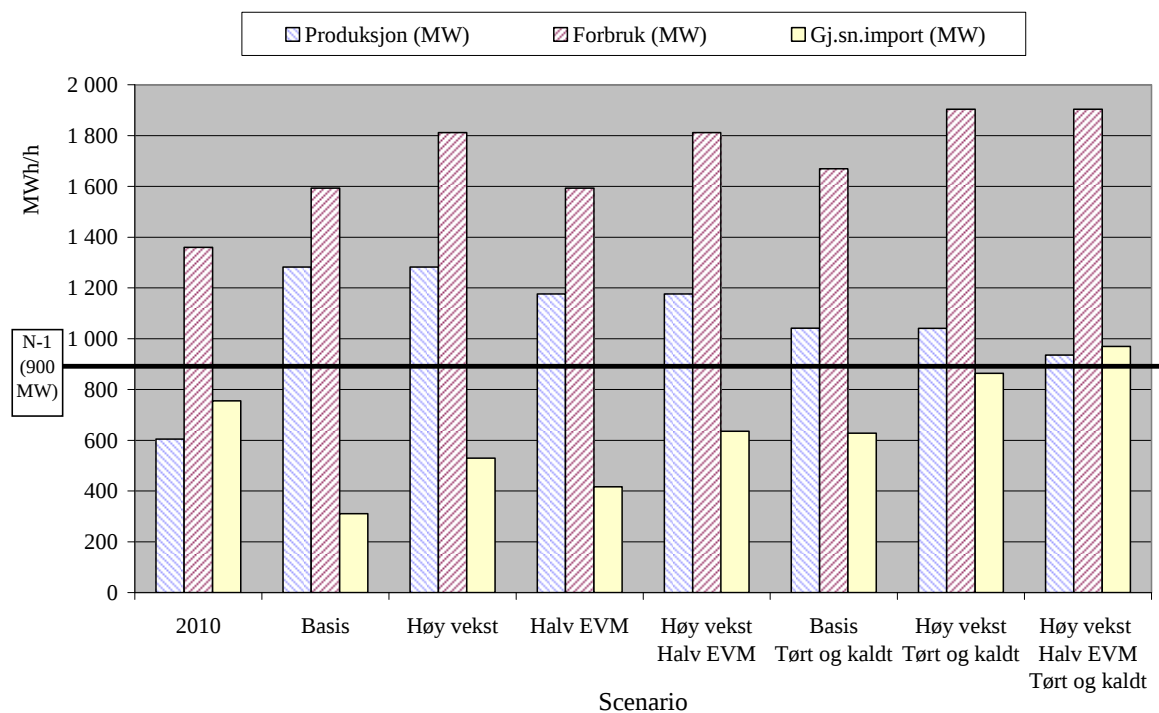
Figur 8-5 Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snippet vinteren 2015/2016 i ulike scenarier ved normal (77 prosent) initial magasinfylling. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder*

*Med 'Tørt og kaldt' menes 2,5 prosent persentilen for kombinasjonen av tilsig og temperatur



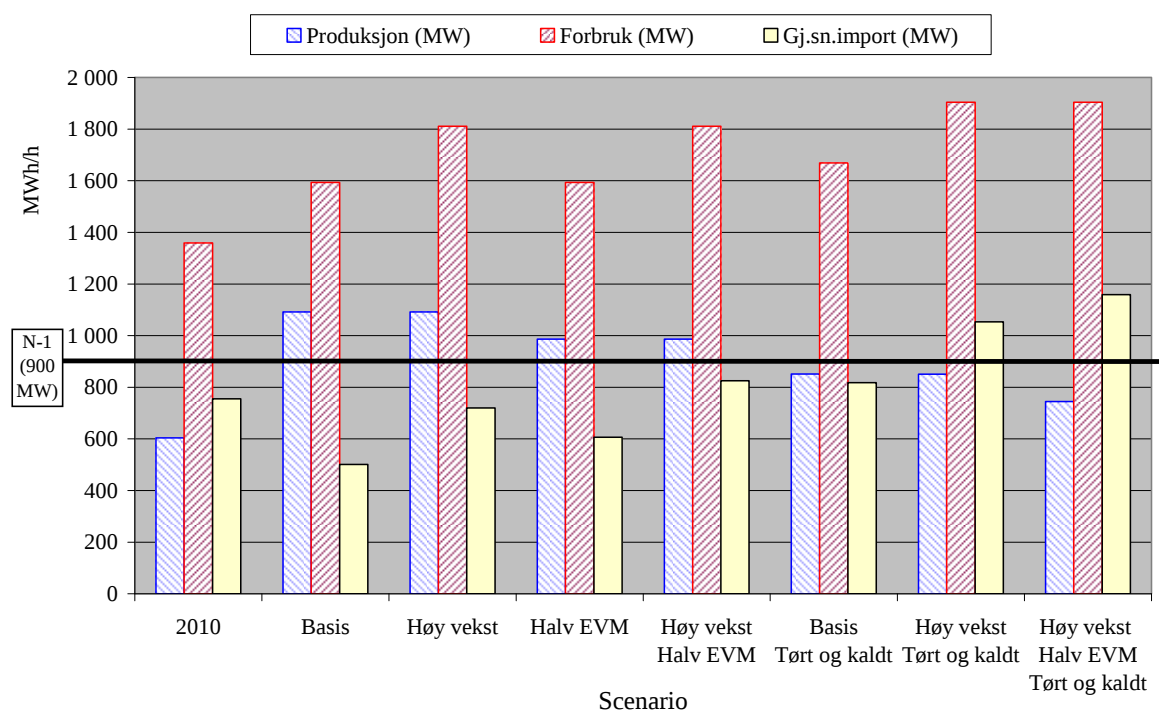
Figur 8-6 Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snippet vinteren 2015/2016 i ulike scenarier ved lav (60 prosent) initial magasinfylling. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder*

*Med 'Tørt og kaldt' menes 2,5 prosent persentilen for kombinasjonen av tilsig og temperatur



Figur 8-7 Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snippet vinteren 2019/2020 i ulike scenarier ved normal (77 prosent) initial magasinfylling. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder *

*Med 'Tørt og kaldt' menes 2,5 prosent persentilen for kombinasjonen av tilsig og temperatur



Figur 8-8 Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snippet vinteren 2019/2020 i ulike scenarier ved lav (60 prosent) initial magasinfylling. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder *

*Med 'Tørt og kaldt' menes 2,5 prosent persentilen for kombinasjonen av tilsig og temperatur

Figur 8-7 og Figur 8-8 viser situasjonen i 2020 i de samme scenarioene. Hvis vi sammenligner tilsvarende scenarioer i 2016 og 2020, ser vi at situasjonen blir noe vanskeligere i 2020. Det gjelder spesielt dersom den høye forbruksveksten vedvarer helt til 2020. Sannsynligheten for dette anses imidlertid å være relativt liten. Sannsynligheten for halv drift ved EVM er også lavere i 2020 enn i 2016. På den annen side er det i 2020 også en viss usikkerhet omkring forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes. En forsinkelse av denne vil redusere produksjonen innenfor BKK-snittet, men ikke fullt så mye som bortfall av en turbin ved EVM (i tørre vintre). Alt i alt er det noe større usikkerhet omkring situasjonen rundt 2020 enn rundt 2016.

En oppsummering av disse alternative scenarioene for 2016 og 2020 tilsier at dersom forbruksveksten blir vesentlig høyere enn ventet, eller oppstart av den andre turbinen ved EVM skulle bli forsinket, er det økt fare for at forsyningssituasjonen kan bli uakseptabel i spesielt tørre og kalde vintre. Det samme gjelder dersom linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes blir forsinket. Det er først og fremst fra og med 2014 at denne usikkerheten er reell, og det bør tilføyes at flere ugunstige forhold må inntreffe samtidig for at forsyningssituasjonen skal bli spesielt vanskelig.

8.1.3. Simuleringer med Samlast-modellen

Energiregnskapene over gir et bilde av hvordan forsyningssituasjonen kan utvikle seg framover i ulike scenarioer. Utvalget har i tillegg bedt Statnett om å utføre simuleringer med Samlast-modellen av utvalgte scenarioer for årene 2010, 2015 og 2020. Samlast er det beste modellverktøyet vi har tilgang til for å analysere kraftsituasjonen i BKK-området. Modellen er grundig beskrevet i Statnett (2010).⁶⁰ Følgende utdrag gir en kort beskrivelse av modellens hovedkonsept:

”Hovedkonseptet i Samlast er å koble en markedsmodell med en nettmodell. Markedsmodellen er en optimeringsmodell som sekvensielt over en gitt tidsperiode simulerer en tilnærmet optimal drift av hele det nordiske kraftsystemet. For hvert tidsavsnitt beregnes det en tilhørende lastflyt med nettmodellen. Forutsatt fri konkurranse, rasjonelle aktører og gode inngangsdata, gjensker modellen dermed samspillet mellom produksjon, overføring og forbruk av elektrisitet i det nordiske kraftmarkedet. Samlast kan derfor sees som en kraftsystemsimulator.”

Etterspørselen etter elektrisitet er antatt å være lite prisfølsom i Samlast, og mesteparten av forbruket består selv ved svært høye priser. Alminnelig forsyning har en priselastisitet på -0,03, hvilket betyr at forbruket reduseres med 0,3 prosent dersom prisen øker med ti prosent. Forbruket i alminnelig forsyning kan imidlertid ikke reduseres mer enn sju prosent (i forhold til nivået ved en gitt referansepris) uansett hvor høy prisen blir. Petroleumsindustrien kobler ut alt forbruk ved høye priser (cirka 3 kroner per kWh),⁶¹ mens det relativt lave forbruket (i BKK-området) brukt i elektrokjeler og kraftkrevende industri er temmelig prisfølsomt. Tilbudet av vannkraft er styrt av den løpende vannverdien til produsentene, som igjen er styrt av blant annet magasinfyllingen på det aktuelle tidspunkt. Produksjonen er samtidig oppad begrenset av installert effektkapasitet. Energiverk Mongstad produserer for fullt fra de turbinene som er i drift ved normale priser (modelloperatøren kan velge om EVM skal ha ingen, én eller begge turbiner tilgjengelig).

⁶⁰ Statnett (2010): Håndbok for Samlast. Del 1 - Beskrivelse av Samlastmodellen. Versjon 2010

⁶¹ I praksis er det lite realistisk at petroleumsindustrien vil koble ut alt forbruk over lengre tid selv ved såpass høye priser. Kortvarige utkoblinger er derimot realistisk. I modellsimuleringene oppstår priser over 3 kroner per kWh svært sjelden.

Nettforholdene inn til og innen BKK-området er spesifisert i Samlast. Modelloperatøren kan velge hvilke snitt som skal være åpne og hvilke som skal være lukkede. Når modellen simuleres med åpne snitt, for eksempel i BKK-snittet, gis det et bilde av hvordan flyten ville vært uten nettbeskrankninger i dette snittet. Når modellen simuleres med lukkede snitt, vil det oppstå prisforskjeller mellom områder (for eksempel mellom utsiden og innsiden av BKK-snittet) i de periodene når overføringskapasiteten begrenser flyten. Høyere priser vil til en viss grad redusere etterspørselen og øke produksjonen, men som forklart over er det begrenset hvor store utslag prisøkninger kan gi på forbruk og produksjon. I spesielle tilfeller kan det derfor være umulig å finne løsning, noe som kan tolkes som rasjonering. For å få en god forståelse av modellresultatene er det ofte nyttig å simulere modellen først med åpne og så med lukkede snitt. I modellsimuleringene beskrevet her er det alltid brukt lukkede snitt inn til det nye prisområdet NO5 (jf. kapittel 4 og 7.10), mens det er simulert med både åpne og lukkede snitt i BKK-snittet.

Samlast simuleres over 50 år med ulike tilsigs- og temperaturforhold basert på historiske data fra perioden 1950 til 2000. Det betyr at dersom modellen skal anvendes for 2015, simuleres modellen gjennom 50 år med ulike tilsigs- og temperaturforhold, mens forbruks-, produksjons- og nettforhold holdes på samme nivå (når man ser bort fra effektene av tilsigs- og temperaturvariasjoner og initial magasinfylling). Avhengig av formålet med simuleringene kan man enten studere de samlede resultatene for alle 50 år sett under ett, eller hente ut resultatene for år med spesielle værforhold.

Statnett har utført simuleringer med Samlast for årene 2010, 2015 og 2020, med ulike antakelser om antall turbiner i drift på Energiverk Mongstad (inkludert et hypotetisk scenario med EVM i full drift i 2010, som er kalt "2010" i figuren). I simuleringene av 2020 er det lagt til grunn at forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes er kommet i drift. I tillegg er modellen simulert med kombinasjonen av halv drift på EVM og høyere enn forventet forbruksvekst i alminnelig forsyning (scenario *Høy vekst* beskrevet over og i kapittel 5.1). Noen av scenarioene er utformet i dialog med utvalget.

Resultatene fra Samlast-simuleringene kan framstilles på ulike måter. En hensiktsmessig måte å illustrere resultatene på er å vise hvordan kraftsituasjonen i de ulike scenarioene ser ut sammenlignet med situasjonen i 2010. I Figur 8-9 er det vist varighetskurver for sju ulike scenarioer. Merk at "2010" betegner et hypotetisk scenario med EVM i full drift i 2010, slik at "2010 u/EVM" er mer representativ for situasjonen forrige vinter. I disse modellsimuleringene er det simulert med åpent BKK-snitt, det vil si uten nettbeskrankninger i BKK-snittet, og alle 50 årene med ulike tilsigs- og temperaturforhold er inkludert. Resultatene vil på den ene siden overvurdere den faktiske flyten i BKK-snittet siden modellen er simulert med åpent BKK-snitt. På den annen side kan den undervurdere flyten i vintre som er ekstra tørre og kalde.⁶² Vi vil derfor fokusere på forskjellene mellom de ulike scenarioene, med fjorårets vinter som et referansepunkt.

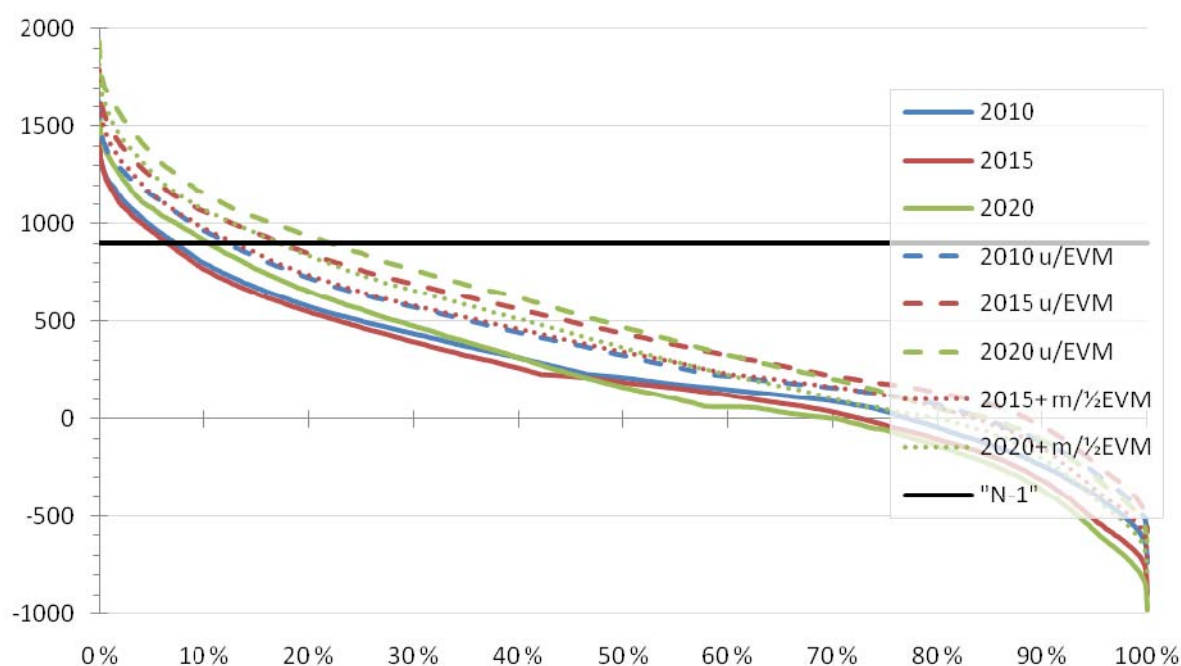
Figuren indikerer at importbehovet både i 2015 og 2020 kan bli noe mindre enn i 2010 dersom værforholdene skulle bli de samme som forrige vinter, og magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren er om lag den samme. Det ser vi ved å sammenligne kurvene "2015" og "2020" med "2010 u/EVM". Kurvene "2015" og "2020" ligger henholdsvis cirka 200 MW og cirka 50 MW under sistnevnte kurve, som representerer vinteren 2009/2010.⁶³ Dette er i rimelig overensstemmelse med endringene i gjennomsnittlig importbehov vist i Figur 8-4 (jf. kurven "Gj.sn.import (Normal;

⁶² Så lenge BKK-området ikke er eget anmeldingsområde vil det være behov for spesialregulering i periodene med flyt over N-1 grensen.

⁶³ Nivåforskjellene mellom kurvene varierer – her er det lagt vekt på situasjonen ved de høyeste importbehovene.

Tørt/Kaldt”) sammenlignet med 2010). Overføringskapasiteten i BKK-snittet har dessuten blitt økt noe siden forrige vinter.

Disse resultatene forutsetter at etterspørsel og produksjon utvikler seg som forventet. Dersom forbruket vokser raskere enn antatt, samtidig som EVM kun er i halv drift, vil importbehovet i 2015 være omtrent som det var i 2010 ifølge Samlast-simuleringene (når vi korrejerer for eventuelle ulikheter i værforhold og initial magasinbeholdning), jf. kurven ”2015+ $m/1/2EVM$ ”. I Figur 8-5 fant vi til sammenligning at situasjonen ville bli noe vanskeligere i 2016 enn i 2010 i dette scenarioet (jf. scenarioet helt til høyre i Figur 8-5 sammenlignet med 2010). I 2020 kan importbehovet bli en del større enn i 2010 dersom EVM kun er i halv drift og forbruket vokser raskere enn antatt (se kurven ”2020+ $m/1/2EVM$ ”). Dette er i samsvar med hva vi fant i Figur 8-7 (jf. scenarioet helt til høyre).



Figur 8-9 Simulerte varighetskurver for BKK-snittet i ulike scenarioer. Åpent snitt. MW. Kilde: Statnett*

*"u/EVM" betyr at ingen turbiner ved EVM er tilgjengelige, mens "m/1/2EVM" betyr at én turbin er tilgjengelig. "2015+" og "2020+" er Høy vekst scenarioer. Her er det samtidig lagt til grunn kun én tilgjengelig turbin ved EVM.

Samlast-modellen er ikke spesielt egnet til å studere kortvarige effektsituasjoner (enkelttimer). Simuleringsresultatene antyder likevel at antall timer med effektknapphet mest sannsynlig vil være færre i årene som kommer sammenlignet med vinteren 2009/2010 ettersom antall timer med svært høyt importbehov er færre i "2015" og "2020" enn i "2010 u/EVM". Som nevnt tidligere var antall timer med ren effektknapphet forrige vinter lavt.

Når modellen simuleres med lukket BKK-snitt, det vil si kortvarig N-1 grense (900 MW), oppstår det som nevnt prisforskjeller mellom BKK-området og resten av anmeldingsområdet NO5 i de perioder når BKK-snittet er en flaskehals. Dette kan tolkes som simuleringer av BKK-området som et eget anmeldingsområde, og er omtalt nærmere i kapittel 8.2.

8.1.4. Oppsummering av forsyningssikkerheten uten nye tiltak

Basert på gjennomgangen i kapittel 8.1.1, anser utvalget at det trolig vil være få timer med ren effektknapphet de neste ti årene, det vil si timer der produksjonskapasiteten i BKK-området pluss importkapasiteten er for liten til å dekke etterspørselen samtidig som driftssikkerheten i BKK-snittet holdes på et tilfredsstillende nivå (N-1 drift). Effektsituasjonen kan imidlertid bli gradvis mer utfordrende på særlig kalde dager hvis forbruksveksten blir høyere enn ventet eller Energiverk Mongstad ikke kommer i full drift som planlagt. Det samme gjelder hvis kraftlinjen Modalen-Mongstad-Kollsnes skulle bli forsinket. Effektsituasjonen vil sannsynligvis likevel være akseptabel så sant bare en av disse alternative antakelsene slår til.

Basert på energiregnskapet i kapittel 8.1.2 og Samlast-simuleringene i kapittel 8.1.3, anser utvalget videre at energisituasjonen mest sannsynlig vil være akseptabel i årene som kommer. Dersom forbruk, produksjon og nettutbygging utvikler seg som forventet, vil forsyningssituasjonen være tilfredsstillende også i spesielt tørre og kalde vintre. Både energiregnskapet og Samlast-simuleringene finner at situasjonen i dette tilfellet vil være bedre enn i forrige vinter. Det kan imidlertid ikke utelukkes utfordrende forsyningssituasjoner, for eksempel dersom en tørr og kald vinter innledes med lite vann i magasinene. Dersom EVM fortsetter å være i halv drift fra 2015 eller Modalen-Mongstad-Kollsnes blir forsinket, kan forsyningssituasjonen bli mer krevende, og det kan i enkelte år bli nødvendig å drifte nettet i lengre perioder med noe redusert forsyningssikkerhet (N-1/2 drift). Risikoen for rasjonering vil fortsatt være liten. Hvis verken Modalen-Mongstad-Kollsnes eller den andre turbinen ved EVM er i drift fra rundt 2017, vil forsyningssituasjonen ikke lenger være tilfredsstillende, med en ikke ubetydelig risiko for rasjonering. Det samme gjelder dersom bare en av disse forsinkes samtidig som forbruksveksten er spesielt høy.

8.2. Vurdering av forsyningssikkerheten med nye tiltak

I dette delkapitlet vurderer vi hvordan tiltakene som er diskutert i kapittel 7 kan hjelpe på kraftsituasjonen slik den er beskrevet i kapittel 8.1. Vi følger rekkefølgen i kapittel 7, og diskuterer både effekt- og energisituasjonen for de enkelte tiltakene.

8.2.1. Energisparetiltak, energi- og effekteffektivisering og andre forbrukstiltak

Diskusjonen i kapittel 5.1 og kapittel 8.1 viser at utviklingen i forbruket hos alminnelig forsyning er usikker og samtidig viktig for kraftsituasjonen de neste årene. Situasjonen blir mer anstrengt dersom *Høy vekst scenarioet* viser seg mer treffsikkert enn vårt *Basis scenario*. Energieffektivisering er en av de viktigste drivkreftene bak forbruksutviklingen hos alminnelig forsyning, slik at tiltak for økt energieffektivisering og energisparing kan ha stor betydning for kraftsituasjonen framover. Det samme gjelder fleksibiliteten som ligger i tilgjengeligheten av alternative energibærere som ved og olje, for eksempel knyttet til elektrokjeler.

Som nevnt i kapittel 7.2 er det vanskelig å anslå ENØK-potensialet i BKK-området. Diskusjonen over har imidlertid vist at dersom ENØK-tiltak kan bidra til å holde elektrisitetsforbruket per innbygger (i alminnelig forsyning) om lag uendret, vil det redusere sannsynligheten for vanskelige energisituasjoner.

Introduksjon av AMS (avanserte målesystemer) har tidligere vist seg å kunne redusere elektrisitetsforbruket i toppplasttimer med høye priser (se kapittel 7.2). Det kan derfor avhjelpe

kortvarig effektknapphet. Det er imidlertid mer usikkert om det bidrar til å redusere det samlede elektrisitetsforbruket over døgnet. Kombinasjonen av AMS, høye kraftpriser og informasjonstiltak kan imidlertid gi økt prisbevissthet i vintre med vanskelige energisituasjoner, og dermed bedre forsyningssikkerheten noe. Vi kommer tilbake til dette i diskusjonen av BKK-området som eget anmeldingsområde.

8.2.2. Forsert utbygging av fjernvarme

Forsert utbygging av fjernvarme vil redusere forbruket av elektrisitet i alminnelig forsyning. Varmeenergipakken som er omtalt i kapittel 7.3 er anslått å redusere effektuttaket med inntil 50 MW. En slik effektreduksjon kan redusere sannsynligheten for effektknapphet ytterligere, noe som kan være gunstig dersom forbruksveksten blir høyere enn ventet.

Reduksjonen i den årlige elektrisitetsbruken er anslått til inntil 100 GWh. Dersom vi antar at omkring halvparten av denne besparelsen finner sted i de fire vintermånedene, vil det redusere vinterforbruket i alminnelig forsyning med rundt 1,5 prosent. Det vil i så fall redusere det gjennomsnittlige importbehovet i BKK-området i vintersesongen med 15 til 20 MWh/h. Dette vil gi en svak bedring av forsyningssikkerheten i vintre med vanskelige energisituasjoner.

8.2.3. Spesialregulering av forbruk

Som forklart i kapittel 7.4 kan det være visse muligheter for *effekt*opsjoner med forbruk i BKK-området. Størrelsen på potensielle effektopsjoner er stor sammenlignet med de negative effektmarginer som er skissert i scenarioet *Høy vekst & 2010-temp.* i Figur 8-1. Drøftingen i kapittel 8.1.1 tilsier imidlertid at varigheten av en vanskelig effektsituasjon kan være inntil en hel dag, med mulig gjentakelse dagene etter. I så fall kan effektopsjoner være utilstrekkelig til å hindre N-1/2 drift og rullerende rasjonering ved feil i nettet.

Mulighetene for *energi*opsjoner med forbruk er etter utvalgets mening relativt små i BKK-området. Som nevnt i kapittel 7.4 anslås potensialet til å være rundt 100 GWh i løpet av en vintersesong. Det er litt mer enn varmeenergipakken diskutert i forrige delkapittel, og vil kunne redusere gjennomsnittlig importbehov i vintersesongen med om lag 35 MWh/h. Dette vil bedre forsyningssikkerheten noe i vintre med vanskelige energisituasjoner.

8.2.4. Redusert bruk av elektrisitet i Nordsjøen

En utsettelse av tilknytningen av prekompressor 3 og 4 på Troll A plattformen vil redusere maksimalt effektuttak med opptil 110 MW, og årlig energiforbruk med inntil 370 GWh.⁶⁴ Mesteparten av denne reduksjonen vil finne sted i vintersesongen når kraftbehovet er på sitt høyeste. Virkningen av tiltaket vil være størst nærmere 2020. Da kan gjennomsnittlig importbehov reduseres med rundt 100 MWh/h.

⁶⁴ Det årlige kraftforbruket på Troll A er ventet å øke med 700 GWh fram mot 2020, men halvparten av denne veksten kan skje selv uten nye prekompressorer. Veksten uten nye prekompressorer vil imidlertid komme utenom vintersesongen ettersom eksisterende prekompressorer allerede utnyttes tilnærmet maksimalt om vinteren.

8.2.5. Reservekraftverk

Virkningene av et reservekraftverk vil være veldig lik effektene av å ha EVM med ekstra dampturbin som energireserve (se neste avsnitt). Den viktigste forskjellen er at et reservekraftverk vil være en mer permanent energireserve, mens bruk av EVM som energireserve kun vil være aktuelt fram til begge turbiner ved EVM skal være i normal drift.

8.2.6. Tiltak for økt kraftproduksjon på Energiverk Mongstad

Fram til 2015 er planen at bare den ene av to turbiner på EVM skal være i drift. I denne perioden kan den andre turbinen eventuelt benyttes som effekt- og/eller energireserve. I kapittel 7.7 ble dette diskutert nærmere, blant annet i forhold til kostnader ved tiltaket. Her fokuserer vi på hvordan denne reserven eventuelt kan avhjelpe vanskelige effekt- og energisituasjoner fram til begge turbinene er i normal drift.

Fram til og med 2014 vil effektsituasjonen trolig være lite utfordrende, men dersom veksten skulle bli høyere enn ventet og det kommer spesielt kalde vinterdager, vil den andre turbinen på EVM være en tilstrekkelig god effektreserve, jf. Figur 8-1. Effekten av en turbin utgjør 140 MW, eller om lag sju til åtte prosent av samlet maksimallast i BKK-området. Dersom oppstart av den andre turbinen skulle bli utsatt noen år, vil nytten av å ha denne turbinen som effektreserve være ekstra stor i og med at vinterforbruket (og forventet maksimallast) antas å vokse betydelig fra og med 2015 (først og fremst på grunn av Troll-feltet). Som nevnt i kapittel 7.7 kan EVM benyttes som effektreserve uten å investere i ekstra dampturbin, men begge turbinene må drives for halv maskin dersom responstiden skal være kort. Uten ekstra dampturbin kan effektreserven benyttes et par dager i strekk, noe som i de fleste tilfeller vil være tilstrekkelig til å dekke vanskelige effektsituasjoner. Bruk av EVM som effektreserve vil derfor være gunstigere enn effekttopsjoner med forbruk som kun vil være tilgjengelig i få timer om gangen. Som vist over er det imidlertid lite trolig at det vil oppstå rene effektproblemer av betydning i BKK-området.

Dersom EVM tas i bruk som energireserve uten at det investeres i en ekstra dampturbin, vil dette kunne bidra med mellom 35 og 70 GWh gjennom en vintersesong. Dette vil være et relativt beskjedent bidrag sammenlignet med andre tiltak, og ha begrenset effekt på energisituasjonen.

Dersom det investeres i en ekstra dampturbin, vil bruk av den andre gassturbinen ved EVM som energireserve kunne bidra med mellom 200 og 400 GWh ekstra gjennom en vintersesong. Det vil i så fall redusere gjennomsnittlig importbehov om vinteren med mellom 70 og 140 MWh/h, og dermed bedre forsyningssikkerheten betydelig. Diskusjonen i kapittel 8.1 viste at en slik energireserve kan være ekstra nyttig når vi nærmer oss 2015 dersom forbruksveksten er stor og det kommer en spesielt tørr og kald vinter. Hvis full drift av den andre turbinen utsettes til etter 2015, vil nytten av denne reserven øke. Det gjelder spesielt i tiden før forbindelsen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes er i drift, og eventuelt når vi nærmer oss 2020. En eventuell beslutning om investering i dampturbin kan dermed utsettes noe.

8.2.7. Tiltak for økt produksjonskapasitet

Som nevnt i kapittel 7.8 er det begrensede muligheter for økt produksjonskapasitet som kan forbedre forsyningssikkerheten i BKK-området. En mindre restriktiv praksis for tilknytning av ny produksjon kan imidlertid øke produksjonen noe. Økt småkraftutbygging vil ha liten betydning for

kraftproduksjonen i tørre og kalde vintre, mens økt vindkraftutbygging kan gi en viss økning i vinterproduksjonen. I tillegg vil både småkraft og vindkraft kunne føre til redusert nedtapping av vannmagasinene om høsten, og derfor indirekte forbedre energisituasjonen i tørre og kalde vintre. Det er imidlertid vanskelig å anslå størrelsen på disse effektene.

8.2.8. Kortsiktige tiltak for forsterkninger av nettet

Som nevnt i kapittel 7.9 kan et SVC-anlegg, eventuelt i kombinasjon med forsert ombygging av ledningen fra Mauranger til Samnanger, være et aktuelt tiltak for å øke overføringskapasiteten inn til BKK-området. Et SVC-anlegg alene kan øke den kortvarige N-1 grensen fra 900 til rundt 1 020 MW, og vil kunne bedre energisituasjonen merkbart ettersom differansen mellom N-1 grensen og gjennomsnittlig importbehov vil øke med om lag 120 MWh/h. Effektsituasjonen vil derimot ikke bli forbedret i og med at den kontinuerlige N-1 grensen forblir uendret.

Dersom i tillegg Mauranger-Samnanger ombygges, vil BKK-snippet flyttes utover slik at vel 300 MW og rundt 600 GWh magasinkapasitet kommer innenfor snippet. Samtidig vil N-1 grensene opprettholdes gitt at ledningene Fardal-Hove-Refsdal også temperaturoppgraderes. Disse nettforsterkningene vil derfor gi en klar forbedring av både effekt- og energisituasjonen. Det gjelder spesielt i perioden fram til Modalen-Mongstad-Kollsnes kommer i drift. Problemet er at ombyggingen trolig ikke vil være fullført før rundt 2016, det vil si omtrent samtidig som Modalen-Mongstad-Kollsnes er planlagt fullført. Etter at sistnevnte forbindelse er på plass vil nettoøkningen av dette tiltaket (ombygging) være cirka 90 MW effekt og rundt 200 GWh magasinkapasitet. Gjennomsnittlig importbehov om vinteren kan da forventes å bli redusert med nesten 50 MWh/h i tørre vintre, noe som også er en merkbar forbedring.

Kraftlinjen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes er planlagt fullført i 2016, og er således ikke vurdert som et nytt tiltak i denne rapporten. Det er likevel verdt å påpeke viktigheten av denne linjen for forsyningssikkerheten i BKK-området. Dersom denne skulle bli utsatt, øker nytten av å bygge om Mauranger-Samnanger.

8.2.9. Opprettelse av Elspotområde

Opprettelse av BKK-området som eget anmeldingsområde i Elspot vil kunne medføre høyere priser i BKK-området i perioder med effektknapphet og i vintre med vanskelige energisituasjoner. Dette kan bedre forsyningssikkerheten på ulike måter.

Høyere priser i perioder med effektknapphet kan føre til at forbrukerne reduserer sitt forbruk i toppplastimene. Denne effekten kan bli større når AMS tas i bruk for alle kunder, jf. kapittel 7.2. Det er mer usikkert hvor stor gevinsten kan være dersom effektknappheten varer i mer enn et par timer. Produsentene vil også respondere på høyere priser ved å øke produksjonen. Dette kan imidlertid også skje uten eget anmeldingsområde, men da via spesialregulering.

I vintre med vanskelige energisituasjoner i BKK-området kan kraftprisen for forbrukerne bli merkbart høyere i BKK-området enn i områdene rundt. Prisfølsomheten i alminnelig forsyning er diskutert nærmere i Vedlegg 4. Det er usikkert hvor høy denne er i løpet av en vintersesong, men erfaringene fra vinteren 2002/2003 antyder en priselastisitet for alminnelig forsyning (unntatt elkjeler) på mellom -0,15 og -0,2 (Bye m.fl., 2003, og NVE, 2003). Hvis vi for eksempel antar at sluttbrukerprisen for

kundene i alminnelig forsyning økes med 50 prosent i gjennomsnitt i løpet av en vinter med knapphet på energi, reduseres forbruket i alminnelig forsyning i så fall med seks til åtte prosent. En slik reduksjon vil redusere gjennomsnittlig importbehov til BKK-området gjennom vinteren med mellom 60 og 100 MWh/h, og dermed bedre forsyningssikkerheten en del.

Utsikter til potensielt høye priser i vintersesongen kan også føre til at produsentene velger å spare mer vann til vinteren. Situasjonen forrige vinter var illustrerende i så måte. Ettersom BKK-området var del av et stort anmeldingsområde nesten hele vinteren, var kraftprisene i BKK-området lave eller moderate selv om energisituasjonen var vanskelig. Sett i ettertid hadde produsentene derfor lite å tjene på å spare mer vann til vinteren. Dersom BKK-området hadde vært eget anmeldingsområde, ville prisene vært høyere og produsentene hadde tjent mer.⁶⁵ Spesialregulering førte riktignok til at produsentene fikk noe høyere priser for deler av sin kraftproduksjon, men det er grunn til å tro at de ville tjent mer på eget anmeldingsområde. Slike betraktninger vil påvirke produsentenes beslutninger omkring optimal magasinbeholdning ved inngangen til vinteren.

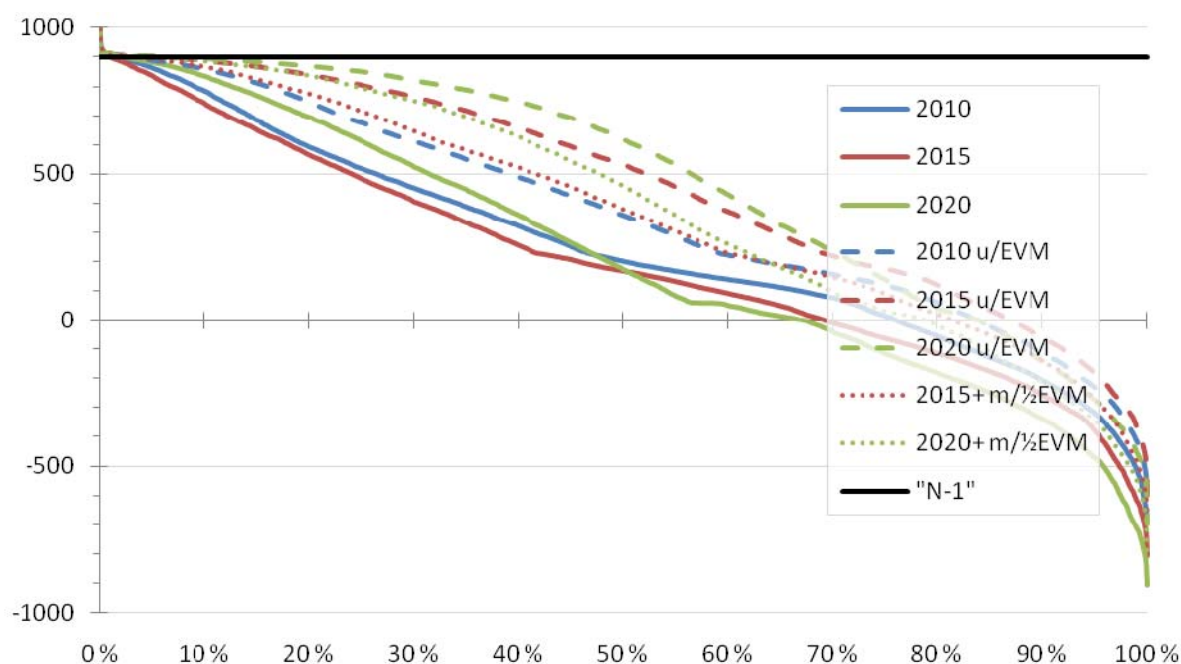
Det at BKK Produksjon har svært stor markedsandel i BKK-området gjør at gevinsten for BKK Produksjon av stor magasinbeholdning reduseres fordi utsiktene til høye priser blir mindre. I kapittel 7.10 ble det diskutert tiltak rettet inn mot utnyttelse av markedsrett. Kombinasjonen av eget anmeldingsområde og produsenter som ikke utnytter sin markedsrett vil trolig gi økt magasinbeholdning ved inngangen til vinteren enn dagens markedssituasjon. Oppstart av Energiverk Mongstad reduserer BKK Produksjon sin mulighet for å utøve markedsrett i området i og med at deler av prisgevinsten ved strategisk flytting av vann vil tilfalle andre enn BKK Produksjon.

For å undersøke effekten av BKK-området som eget anmeldingsområde nærmere kan Samlast-modellen simuleres med lukket BKK-snitt. I kapittel 8.1 presenterte vi simuleringer med modellen med åpent BKK-snitt. Når modellen simuleres med lukket snitt, oppstår det prisforskjeller mellom BKK-området og resten av anmeldingsområdet NO5 i de perioder når BKK-snittet er en flaskehals. Dette kan tolkes som simuleringer av BKK-området som et eget prisområde. Figur 8-10 viser flyten i BKK-snittet i dette tilfellet.

Vi legger merke til at kraftflyten er jevnere ved lukket snitt enn ved åpent snitt, jf. Figur 8-9. Det skyldes først og fremst at vannkraftprodusentene "flytter" vann fra høsten til vinteren fordi prisene forventes å være høyere om vinteren når BKK-snittet er lukket, jf. diskusjonen over. Dermed blir det mindre behov for import om vinteren, og større import om høsten. Siden vannkraftproduksjonen er svært fleksibel, er kostnaden ved å "flytte" vann veldig liten. Magasinstørrelsen og -beholdningen vil imidlertid sette en grense for denne vannsparing. Selv uten eget anmeldingsområde vil produsentene til en viss grad stå overfor økte vinterpriser gjennom spesialregulering av produksjonen, men priseffekten er trolig mindre og mer uforutsigbar enn dersom BKK-området er eget Elspotområde.

Figuren viser at kraftflyten i "2010 u/EVM" ligger nærmere overføringsgrensen enn flyten i "2015" og "2020". Dette bekrefter det bildet vi så i Figur 8-9, nemlig at den forventede forsyningssituasjonen i 2015 og 2020 kan bli noe bedre enn i 2010, gitt samme værforhold og initial magasinbeholdning ved starten av vinteren. Høyere forbruksvekst og/eller mindre enn full drift på EVM kan imidlertid gjøre situasjonen vanskeligere, spesielt rundt 2020.

⁶⁵ Det samme kunne delvis vært tilfelle hvis dagens anmeldingsområde NO5 hadde blitt innført tidligere enn 15. mars 2010.



Figur 8-10 Simulerte varighetskurver for BKK-snittet i ulike scenarioer. Lukket snitt. MW. Kilde: Statnett*

* Se note til Figur 8-9 for forklaringer

Prisene i BKK-området skiller seg ikke mye fra prisene i resten av Sør-Norge når vi ser på gjennomsnittsprisene i perioden fra uke 42 til uke 12 for alle simulerte tilsigsår. Det skyldes to forhold. For det første vil BKK-området i vintre med normale tilsig og temperaturer, og forventet produksjon ved EVM, være bra forsynt med kraft. Importbehovet vil bli dekket uten at det oppstår nevneverdige flaskehalser i BKK-snittet. For det andre undervurderer Samlast systematisk prisvariasjoner ifølge Statnett.⁶⁶

I vintre med hard belastning kan prisforskjellene bli større. Det gjelder spesielt dersom vi legger til grunn halv eller ingen drift ved EVM. Tabell 8-1 viser simulerte markedspriser i BKK-området og resten av Sør-Norge i et år med spesielt lite tilsig i BKK-området (simulering for tilsigsåret 1960/1961). Med EVM i full drift er prisene i BKK-området noe høyere enn i resten av Sør-Norge, spesielt i 2020. Dersom EVM kun er i halv drift i 2015, som er det året den andre turbinen er planlagt igangsatt, blir prisene enda litt høyere i BKK-området. Det klart største utslaget i prisen får vi dersom EVM er helt ute av drift i 2020 – da er prisen mer enn dobbelt så høy innenfor BKK-området som i Sør-Norge ellers.

Kraftprisen som forbrukerne betaler er høyere enn vist i tabellen, ettersom merverdiavgift, elavgift og nettleie kommer i tillegg. Noen av disse påslagene er prosentvise, mens andre er nominelle. Det betyr at de nominelle prisene og prisforskjellene for forbrukerne vil være større enn vist i tabellen, mens de relative prisforskjellene vil være mindre.

⁶⁶ Dette henger blant annet sammen med at modellen ikke har timesoppløsning (fem prisavsnitt for hver uke), at ingen uforutsette hendelser eller markedssjokk inntreffer, og at modellforenklinger gjør modellen mer fleksibel enn det systemet i virkeligheten er. På den annen side kan det hevdes at priselastisiteten i Samlast er lav når vi fokuserer på energisituasjonen gjennom en utfordrende vintersesong.

Tabell 8-1 Simulerte kraftpriser i BKK-området og gjennomsnittet for resten av Sør-Norge fra uke 42 til uke 12 for tilsigsåret 1960/1961. NOK/MWh. Kilde: Statnett*

	2015			2020		
	BKK	Sør-Norge	Prisforskjell	BKK	Sør-Norge	Prisforskjell
EVM	376	357	19	414	359	54
½ EVM	442	360	82	552	364	108
Uten EVM	545	362	98	769	360	409

* Prisene er opprinnelig oppgitt i EUR/MWh, og så omgjort til NOK/MWh ved vekslingskurs lik 8 NOK per EUR

Som nevnt over vil Samlast ifølge Statnett systematisk undervurdere prisforskjellene, slik at en spesielt tørr og kald vinter i 2015 eller 2020 vil kunne gi enda større utslag enn vist i tabellen. Selv om modellen finner løsning som tilfredsstillende N-1 grensen i alle perioder også i scenarioet uten EVM i 2020, vil det i praksis være perioder med effektproblemer og behov for å drifte nettet ut fra N-1/2 kriteriet i dette tilfellet. På den annen side er dette scenarioet, i kombinasjon med spesielt tørr og kald vinter, lite sannsynlig.

Samlast kan i begrenset grad si noe om hva som skjer i kortvarige effektsituasjoner (maksimallasttimer). Ved Norges Handelshøyskole (NHH) og Samfunns- og Næringslivsforskning (SNF) er det utviklet en ny modell som modellerer kraftflyten i enkelttimer.⁶⁷ Modellen er basert på en relativt detaljert beskrivelse av sentralnettet, med 177 noder og 241 linjer,⁶⁸ og inkluderer termiske kapasitetsbegrensninger for enkeltlinjer, samt snittkapasiteter som tar hensyn til sikkerhet (N-1). På oppdrag fra utvalget er modellen blitt brukt til å simulere maksimallasttimer i BKK-området, og effektene av å opprette eget anmeldingsområde for BKK-området.

Etterspørselen er modellert ved å ta utgangspunkt i forbruket i hvert sentralnettpunkt slik det var 6. januar 2010 mellom klokka 9 og 10. Dette var en kald dag med høyt forbruk i hele Norge, selv om prisene var relativt moderate. Det er lagt til grunn at etterspørselen i liten grad reagerer på prisendringer innenfor en enkelttime. For alle noder er det antatt at en prisendring på én prosent vil medføre en etterspørselsendring på -0,025 prosent (priselastisitet lik -0,025). Etterspørselen i BKK-området er skalert noe opp slik at forbruket her vil være 1 800 MWh/h ved en pris på 40 øre/kWh.⁶⁹

Tilbudskurvene er konstruert ved å ta utgangspunkt i simuleringer av vannverdier ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Simuleringene er gjort for større områder, og en budkurve er tilpasset for hver sentralnettsnode slik at produksjonskapasiteten i noden er lik maksimum av tilgjengelig vintereffekt og

⁶⁷ Modellen er foreløpig ikke dokumentert, men bygger på doktorgraden til Mette Bjørndal (2000). Modellen er utviklet av Endre Bjørndal, i samarbeid med Mette Bjørndal og Victoria Gribkovskaia. Simuleringene som er vist her er utført av Endre Bjørndal.

⁶⁸ De tekniske dataene er hentet fra Statnetts kraftsystemutredning av 2010, og er supplert med tilleggsdata fra NVE der det har vært nødvendig. For å modellere kraftflyten er det brukt en såkalt "DC-tilnærming", som er en anerkjent og mye brukt metode for modellering av flaskehalsproblemer (Stott, 2009).

⁶⁹ Maksimallasten vinteren 2009/2010 i BKK-området var 1 806 MW, jf. kapittel 4.

maksimallast vinteren 2008/2009 (basert på Statnett, 2010).⁷⁰ Effektkapasiteten for BKK-området er så justert slik at det maksimalt kan produseres 1 100 MWh/h her.

Modellen brukes til å finne en plan for produksjon, forbruk og kraftflyt som er slik at samlet overskudd for produsenter, forbrukere og netteier blir så stort som mulig, gitt at kapasitetsbegrensningene i nettet tas hensyn til. Løsningen kan brukes til å finne optimale nodepriser, gitt ved skyggeprisene i de respektive nodene. Ved å legge på ekstra krav om at prisene innenfor hver prissone skal være like, får man såkalt ”optimale sonepriser”.

I simuleringene som er omtalt her er det sett bort fra begrensningene i Bergenssnittet, i og med at det hvert år driftes med redusert sikkerhet i dette snittet store deler av vinteren. For årene 2015 og 2020 er det lagt til grunn forventet utvikling i BKK-området slik det er beskrevet over (se kulepunktene i 8.1.1), med unntak av at EVM er antatt å ha halv drift i 2015. For områdene utenfor BKK-området er det for enkelhets skyld antatt uendret forbruk og produksjon (i virkeligheten vil begge trolig øke framover, men det er uklart hva som øker mest).

Tabell 8-2 viser simulerte kraftpriser (”optimale sonepriser”) med og uten nytt anmeldingsområde i en maksimallasttime. Simuleringene må ikke oppfattes som prisprognoser for framtidige maksimallasttimer, men gir en illustrasjon av hvordan nye anmeldingsområder kan tenkes å påvirke prisene i en maksimallasttime med spesielt kaldt vintervær på linje med vinteren 2009/2010. Prisene er *ikke* representative for gjennomsnittspriser over en lengre periode som for eksempel en vintersesong – disse prisene vil normalt ligge lavere. Det er videre betydelig usikkerhet knyttet til både prognoser og atferden til forbrukere og produsenter. I tillegg er prisdannelsen i modellen noe ulik den som praktiseres i dagens kraftsystem.

Tabell 8-2 Simulerte kraftpriser i BKK-området og resten av dagens anmeldingsområde NO5 i maksimallasttime med spesielt kaldt vintervær for årene 2010, 2015 og 2020. NOK/MWh. Kilde: NHH/SNF

	Dagens anmeldingsområde	Nye anmeldingsområder		
	NO5	NO5 (Sør)	NO6 (BKK)	NO7 (Nord)
2010	576	337	854	327
2015	704	337	1 105	327
2020	401	338	379	430

I simuleringene for 2010 og 2015 fører nye anmeldingsområder til høyere priser i BKK-området (NO6), mens prisene sør og nord for BKK-området (resten av dagens NO5) faller. Det gjelder spesielt i 2015, som henger sammen med at utvalget har lagt til grunn en noe pessimistisk antakelse med hensyn på driften ved EVM. I 2020 er situasjonen snudd på hodet – det skyldes at den nye linjen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes bringer mer effektproduksjon innenfor BKK-snittet. Dermed blir effektsituasjonen i dagens anmeldingsområde NO5 samlet sett bedre i den forstand at kraften i større grad kan flyte dit hvor behovet er størst (jf. at prisen faller fra 2015 til 2020). Med nye

⁷⁰ Statnett (2010): Kraftsystemutredning for Sentralnettet 2010-2025.

anmeldingsområder blir prisene i BKK-området noe lavere, mens prisene nord for det nye BKK-snittet øker svakt. Dersom vi hadde antatt høyere forbruksvekst i BKK-området (*Høy vekst scenario*), kunne situasjonen blitt motsatt igjen, det vil si høyest priser i BKK-området.

8.2.10. Regulering av magasindisponering

Diskusjonen i kapittel 8.1 illustrerte betydningen av magasinfyllingen ved inngangen til vinteren. En forskjell i initial magasinfylling på 15 til 20 prosentpoeng har stor effekt på gjennomsnittlig importbehov i løpet av vinteren. Tiltak som vil føre til økt magasinfylling ved inngangen til vinteren kan derfor ha en gunstig effekt på forsyningssituasjonen i tørre og kalde vintre. Som nevnt i kapittel 7.11 er det imidlertid flere ulemper enn fordeler med restriksjoner på magasinfyllingen. Det er uklart i hvilken grad andre aktuelle tiltak som ble diskutert i kapittel 7.11 kan påvirke fyllingsgraden ved starten av vinteren.

8.2.11. Oppsummering – aktuelle tiltak

I Tabell 8-3 følger en oppsummering over aktuelle tiltak som drøftet i kapittel 7 og 8. Tabellen bygger på de mindre tabellene som oppsummerte hvert enkelt delkapittel i kapittel 7, samt vurderingene i kapittel 8. Til venstre i hver rad er det anført i hvilket delkapittel tiltaket er omtalt. Tiltakene er plassert i tre grupper, hvorav de to første vises på neste side mens den siste gruppen vises på siden deretter. Innenfor hver gruppe er tiltakene sortert i samme rekkefølge som delkapitlene i kapittel 7.

Den første gruppen er tiltak som utvalget anbefaler uavhengig av utfallet av konsesjonssaken for Sima-Samnanger. Som det framgår av tabellen har utvalget primært festet seg ved etablering av BKK-området som et separat Elspotområde, samt fortsatt bruk av de etablerte ordninger for regulering av forbruket. Å etablere BKK-området som et eget Elspotområde vil etter utvalgets mening gir en klar forbedring av forsyningssikkerheten i området. Regulering av forbruket kan skje både gjennom regulerkraftmarkedet og gjennom effekt- og energiopsjoner.

Den neste gruppen i tabellen inneholder tiltak som kan synes hensiktsmessige og fornuftige, men hvor utvalget ikke har tilstrekkelig grunnlag for å anbefale noen umiddelbar implementering, eller hvor tidspunktet for beslutning med fordel kan utsettes i påvente av mer informasjon om behov eller kostnad. Den siste gruppen rommer tiltak som etter utvalgets vurdering nå ikke framstår som realistiske og/eller som framstår som helt uegnede.

Tabell 8-3 Oppsummering av tiltak

Tiltak/ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
7.4 Spesialregulering av forbruk*	Effektressurser i deler av petroleumsindustrien (> 100 MW) Små energiressurser (< 100 GWh) Avtaler gir mer effektivt utvalg av ressurser, lavere kostnader og større forutsigbarhet for berørte aktører	Generelt synes Statnetts kostnader til opsjoner å være begrenset En viss fare for å betale for forbruksreduksjoner som uansett ville ha funnet sted En viss fare for unødvendig bruk	Kjente virkemidler for Statnett – fortsatt bruken Beskjedent potensial i BKK-området
7.10 BKK-området som eget Elspotområde	Samfunnsøkonomiske gevinster: Riktigere prissetting av kraften Riktigere disponering av vannet	Fordelingseffekter ved at kraftprisen kan bli meget høy ved effektknapphet.	Kan og bør etableres straks. Eventuelle problemer knyttet til markedsrett kan motvirkes ved tiltak
7.2 AMS	Noe større fleksibilitet i kraftforbruket	Skal gjennomføres uansett. Forsert gjennomføring kan bety økt kostnad	Vurder om det er mulig å framskynde fristen for BKK-området
7.3 Varmeenergi-pakken 2011	Redusert effektuttak fra BKKs nett (40-50 MW) Redusert kraftforbruk (cirka 100 GWh)	Med investeringsstøtte på cirka 150 millioner kroner, blir restinvesteringen kommersielt interessant	Forholdsvis rimelig tiltak OED og Enova oppfordres til å se nærmere på muligheter for å prioritere BKK-området
7.4 Mulighet for konsortier som totalt kan levere bud på 25 MW i RK-markedet	Potensielt større fleksibilitet med hensyn til effekt	Usikkert	Må vurderes konkret av Statnett
7.8 Mindre restriktiv praksis for tilknytning av ny produksjon	Mulig å gjennomføre flere vannkraftprosjekter, og muligens noen vindkraftprosjekter	Kan bety redusert vannverdi for eksisterende produsenter	Må eventuelt vurderes nærmere av NVE og/eller OED
7.9 SVC-anlegg	Fjerner spenningsbegrensning på Samnanger-Mauranger. Kortvarig grense øker fra 900 MW til 1 020 MW	Cirka 150 millioner kroner Ingen nytteverdi når Sima-Samnanger er ferdig	Kan være aktuelt, må eventuelt vurderes nærmere av Statnett
7.9 Kombinasjon av SVC og forsert ombygging Mauranger-Samnanger pluss temperaturoppgradering av Fardal-Hove-Refsdal	Flytter snittgrensene utenfor Refsdal og Modalen. Effekt- og energibalanse forbedres med cirka 300 MW og mer enn 1 000 GWh. Øker kontinuerlig overføringsgrense fra 850 MW til cirka 1 000 MW. Øker kortvarig grense fra 900 MW til cirka 1 200 MW	Samlet ekstrakostnad anslås til 250-350 millioner kroner. I tillegg kommer kostnad knyttet til innestengt kraft under ombygging av Samnanger-Mauranger	Kan være aktuelt, men må vurderes nærmere av Statnett.
7.11 Energisertifikater og/eller kompensasjon ved uteblitt levering	Bedre insentiver til å spare på vannet Bedre fordeling av risiko og konsekvenser av rasjonering	Risiko for høyere kraftpriser generelt	Bør vurderes nærmere

* Dette er ikke nye tiltak, men utvalget anbefaler at det vurderes mulighetene for flere utstedere av effekt- og energiopsjoner med forbruk

Tiltak/ressurs	Nyttevirkning	Kostnad	Vurdering
7.5 Utsette prekompressor 3 og 4 til Troll A	Redusert effektbelastning 45 – 110 MW, 2016 – 2020 Redusert energibelastning 40 – 370 GWh, 2016 – 2020	En milliard kroner per år Tapet skyldes redusert volum og redusert verdi av gass eksport	Kostnaden er vesentlig større enn nytten
7.5 Stenge forbindelsen til Gjøa	Redusert effektbelastning 20 – 40 MW, 2011 – 2020 Redusert energibelastning 170 – 300 GWh, 2011 – 2020	Kostnaden består av tapt nåverdi av olje- og gassproduksjonen, samt kostnad til ny, dedikert offshore kraftforsyning	Kostnaden er vesentlig større enn nytten
7.6 Reservekraft-anlegg Kollsnes	150 MW effektreserve 200 – 400 GWh energireserve	En milliard kroner investering i tillegg til årlig beredskapskostnad	Koster mer enn nytteverdien
7.7 Reservekraft EVM som det står i dag	140 MW effektreserve 35 – 70 GWh energireserve	Ukjent antall millioner kroner per år Mongstad er teknisk sett et lite egnet anlegg	Statnett har konkludert at kostnaden er vesentlig større enn nytten Muligheten forsvinner når varmekonsumet stiger på Mongstad
7.7 Reservekraft EVM med ekstra damp turbin	140 MW effektreserve 200 – 400 GWh energireserve	500 millioner kroner investering Ukjent antall millioner kroner per år Mongstad er teknisk sett et lite egnet anlegg	Hvis varmeetterspørselen stiger som planlagt, er muligheten borte fra 2016
7.9 Forsert ombygging Samnanger-Mauranger	Øker kontinuerlig overføringsgrense inn til BKK-området, trolig med noe under 50 MW	Forsering øker kostnaden ved ombygging med 50-150 millioner kroner. Lavere vannverdi i perioden (cirka 5 år)	Lite aktuelt tiltak alene
7.11 Kvantitative restriksjoner på magasindisponering	Usikker. Meningen er at tiltaket skal gi redusert fare for tomt magasin før tilsiget er større enn produksjonen	Vil gi betydelig feilallokering	Bør ikke innføres

9. Bibliografi

- Borenstein, S., J. Bushnell og S. Stoft (2000), *The competitive effects of transmission capacity in deregulated electricity industry*, RAND Journal of Economics 31(2): 294-325
- Bjørndal, M. (2000), *Topics on electricity transmission pricing*, SNF Report No 8/00, SNF, 2000
- BKK (2010), *Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger*, BKK Nett, 2010
- Bye, T., M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle og C. Riis (2010): *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem*, 2010
- Bye, T., N-H. M. von der Fehr, C. Riis og L. Sørgard (2003). *Kraft og makt. En analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet*, 2003
- Enova (2010), *Fungerende pelletsmarked , prinsipiell analyse*, utarbeidet for Enova av Xergia analyse & rådgiving. ISBN: 978-82-93010-05-0, 2010
- FoS, FOR 2002-05-07 nr 448, *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*, www.lovdata.no
- FoR, FOR 2001-12-17 nr 1421, *Forskrift om planlegging og gjennomføring av rekvisisjon av kraft og tvangsmessige leveringsinnskrenkninger ved kraftrasjonering* , www.lovdata.no
- Hafslund (2010), *Oslo, Akershus og Østfold, Kraftsystemutredning 2010-2020 Hovedrapport*, Hafslund Nett AS, 2010
- Johnsen, Tor Arnt (red) (2010), *Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2009*, NVE Rapport 1/2010, Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010
- Kauppi, O. og M. Liski (2008), *An empirical model of imperfect dynamic competition and application to hydroelectricity storage*, Working Papers 0811, Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research
- Mirza, F. M. og O. Bergland (2010), *Transmission Congestion and Market Power: The Case of Southern Norway*, Manuskript
- NVE (2003): *Forbruksutvikling 2002-2003*, NVE Rapport 9/ 2003, Norges vassdrags- og energidirektorat, 2003
- NVE (2010), *Vinterens kraftsituasjon – 2009/2010*, NVE Rapport 20100344, Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010
- Singh, B. (2004), *Forsyningssikkerhet i et markedsbasert kraftsystem*, i Agnar Sandmo et al (red): *Konkurranse i samfunnets tjeneste*, Festskrift til Einar Hope, Fagbokforlaget
- Statnett (2004), *Vurdering av strømforsyningen til BKK-området*, Fellesutredning BKK og Statnett, 2004
- Statnett (2005), *SAKS Hovedrapport*, Statnett SF, 2005
- Statnett (2010), *Håndbok for Samlast, Del 1, Beskrivelse av Samlastmodellen*, Versjon 2010, Statnett SF, 2010

- Statnett (2010), *Dokumentasjon av driftsforhold inn mot BKK-området vinteren 2009-2010*, dokument-id 1429854, Statnett SF
- Statnett (2010), *Evaluering av ordningen med energiopsjoner i forbruk for sesongen 2009/2010*, Rapport 25. mars 2010, Statnett SF, 2010
- Statnett (2010), *Kraftsystemutredning for Sentralnettet 2010 – 2025*, Statnett SF, 2010.
- Statnett (2010), *Nettutviklingsplan 2010*, Statnett SF, 2010
- Statnett (2010), *Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009-2010*, Statnett SF, 2010
- Statnett (2010), *Statnetts praktisering av systemansvaret*, Statnett SF, 2010
- Statnett (2010), *Statnetts beregninger av antall timer med redusert forsyningssikkerhet for BKK-området i perioden januar til mars 2010*, dokument-id 1483994, Statnett SF, 2010
- Statnett (2011), *Vurdering av behov for Sima-Samnanger*, Statnett SF, 2011
- Stott, B., J. Jardim og O. Alsac (2009): *DC Power Flow Revisited*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 3, 2009
- Stortingsmelding 18 (2003-2004), *Om forsyningssikkerheten for strøm mv.*
- SSB (2010) *Energiforbruk i husholdninger og fritidshus. 1990-2009, GWh*, Tabell 20 i Energiregnskap og energibalanse, Statistisk sentralbyrå, 2010
- Williams, J. C. og B. Wright (1991), *Storage and commodity markets*, Cambridge University Press, 1991, ISBN 0-521-32616-8 502 pp, International Journal of Production Economics, Elsevier, vol. 27 (1), sidene 91-92

Vedlegg 1. Beskrivelse av sentrale begreper

Begrep	Beskrivelse
Spesialregulering	Statnett kan i regulerkraftmarkedet la være å bruke billigste ressurs og heller bruke en dyrere ressurs som bidrar til at kapasitetsgrensene i nettet overholdes.
Mothandel	Spesialtilfelle av spesialregulering. Hvis Statnett spesialregulerer produksjon opp/forbruk ned i et område for å overholde kapasitetsgrensene og dette fører kraftsystemet ut av balanse, må Statnett regulere motsatt et utenfor det aktuelle området.
Elspotområde	Markedsområde. Del av kraftsystemet med lik kraftpris.
Balanse	Kraftsystemet er i balanse når produksjon er lik forbruk. Frekvensen er da 50,00 Hz.
Energi	Effekt *tid [Wh]
Effekt	Ytelse. Består av aktiv og reaktiv effekt, men brukes vanligvis synonymt med aktiv effekt.. [VA]
Aktiv effekt	Den nyttbare delen av effekt. Brukes ofte synonymt med effekt. [W]
Reaktiv effekt	Del av den effekten som ikke er nyttbar men som bruker en del av kapasiteten i nettet. [VA _r]
Strøm	Betegnelse på antall elektriske ladninger som transporteres [A]
Spenning	Potensialet til de elektriske ladningene som transporteres [V]
Masket nett	Nett der alle punkter har minst to forbindelser til resten av nettet.
Radial	Del av nettet som har bare en forbindelse til resten av nettet.
Snitt	Kombinasjon av anleggsdeler der fokus er hvor mye som belastes den gjenværende anleggsdelen hvis den første faller ut.
Termisk kontinuerlig lastgrense	Maksimal overføring på en ledning over tid uten at faren blir for stor for at ledningen tar ned i vegetasjonen under.
Termisk kortvarig lastgrense	Maksimal kapasitet på en ledning i 15 minutter forutsatt at ledningen var belastet mindre enn 70 prosent før feilen et annet sted i kraftsystemet inntraff.
Spenningsgrense	Grense bestemt på bakgrunn av dynamiske forhold i nettet. Denne er avhengig av andre ting enn selve ledningen.
Simplex ledning	Ledning med en line per fase
Duplex ledning	Ledning med to liner per fase
Travers	Horisontal del i toppen av en kraftmast

Kort vurdering av dagens og framtidig vintervær, med fokus på kuldeperioder, for Bergensregionen

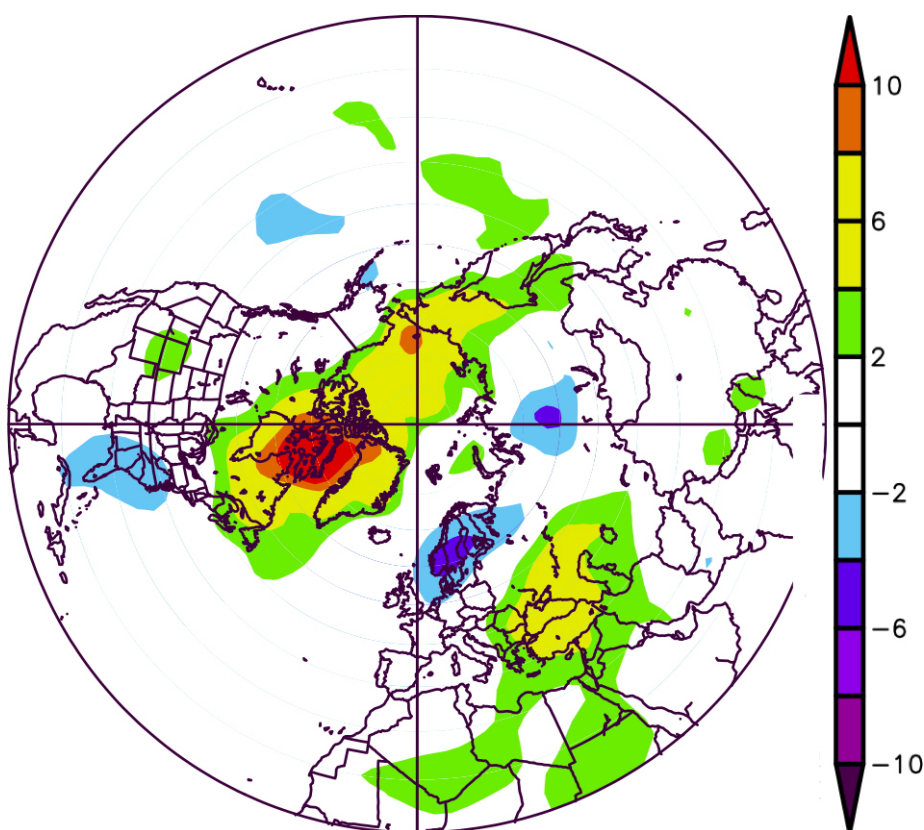
Helge Drange^{1,2,3}

helge.drange@gfi.uib.no

Bergen, 16. januar 2011

¹Geofysisk institutt, Universitetet i Bergen

²UNI-Bjerknessenter for klimaforskning, Bergen



Observasjonsbasert temperaturavvik ($^{\circ}\text{C}$) på bakkenivå for perioden 1. november til 31. desember 2010 relativt til middeltemperatur for samme periode for årene 1968-1996. Kalde farger viser temperatur lavere enn normaltemperatur (figur generert 3. januar 2011 på portalen <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/composites/day>).

³Takk til Idar Barstad, Erik Kolstad, Nils Gunnar Kvamstø, Odd Helge Otterå og Asgeir Sorteberg fra Geofysisk institutt/Bjerknessenteret for kommentarer, diskusjon og hjelp.

1 Oppsummering

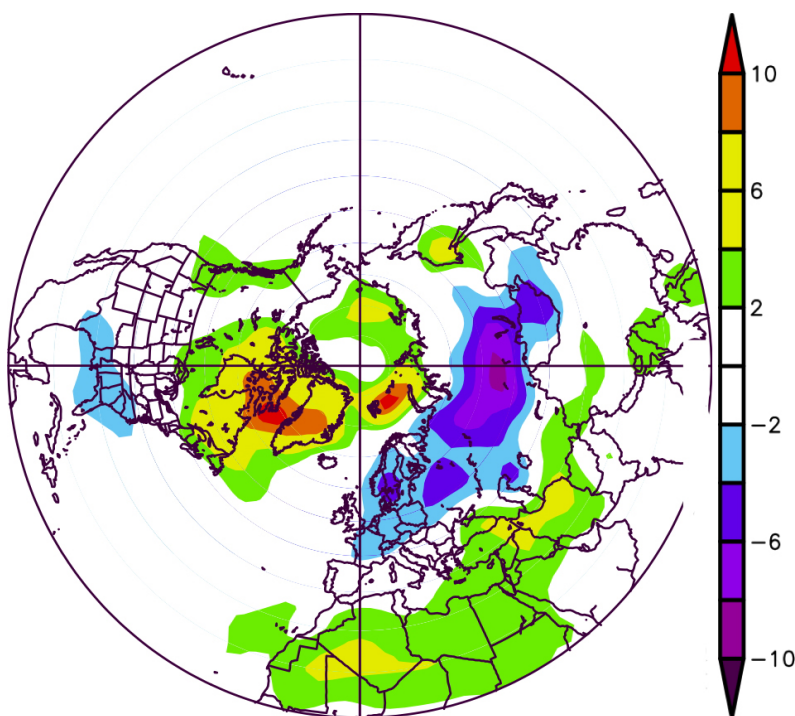
I det følgende blir det gitt en kort vurdering av dagens og framtidig vintervær i Bergensreionen. Til grunn for vurderingen ligger observert temperatur og nedbør tilgjengelig fra Meteorologisk institutts nettportal *eklima.no*, klimamodellkjøringer fra Bjerknessenteret for klimaforskning og en generell vurdering basert på gjeldende kunnskap. En mer inngående gjennomgang krever geofysisk og statistisk analyse og modellering av ekstreme kuldeperioder, noe det ikke har vært mulighet for i denne omgang.

Hovedresultater:

- Det er observert en økning av midlere vintertemperatur i Bergen på 0.18 °C per 10-år for de siste 50 år og 0.06 °C per 10-år for de siste 100 år.
- Observert temperatur i Bergen for perioden 1960-2010 viser svak nedgang eller ingen langtidsendring i antall spesielt kalde to- til femdagersperioder vinterstid.
- For perioden 1960-2010 er det en tendens til gradvis kaldere kuldeperioder når de først inntreffer.
- Vinteren 2009-2010 var spesielt kald og har blitt karakterisert som en én-i-hundre års hendelse.
- Det har blitt foreslått – men det er for tidlig å konkludere om – redusert havis i Arktis kan bidra til økt hyppighet av vintre med perioder med lav temperatur på våre breddegrader.
- På tross av en forventning om fortsatt stigende vintertemperatur framover, er det ikke grunn til å forvente særlig endring i antall dager med lav vintertemperatur eller i antall to- til femdagersperioder med lav vintertemperatur de neste 10-20 år. Uforandret eller noe kaldere kuldeperioder på to til fem dager kan ikke utelukkes på tross av stigende vintertemperatur.
- Det er pr. i dag ikke mulig å varsle neste års eller de neste par tiårenes vintervær.

2 Bakgrunn

Vinteren 2009-2010 var usedvanlig kald over store deler av Nord-Europa, Sibir, Nord-Kina og deler av det nordamerikanske kontinentet (blå og lilla farger i figur 1). På tross

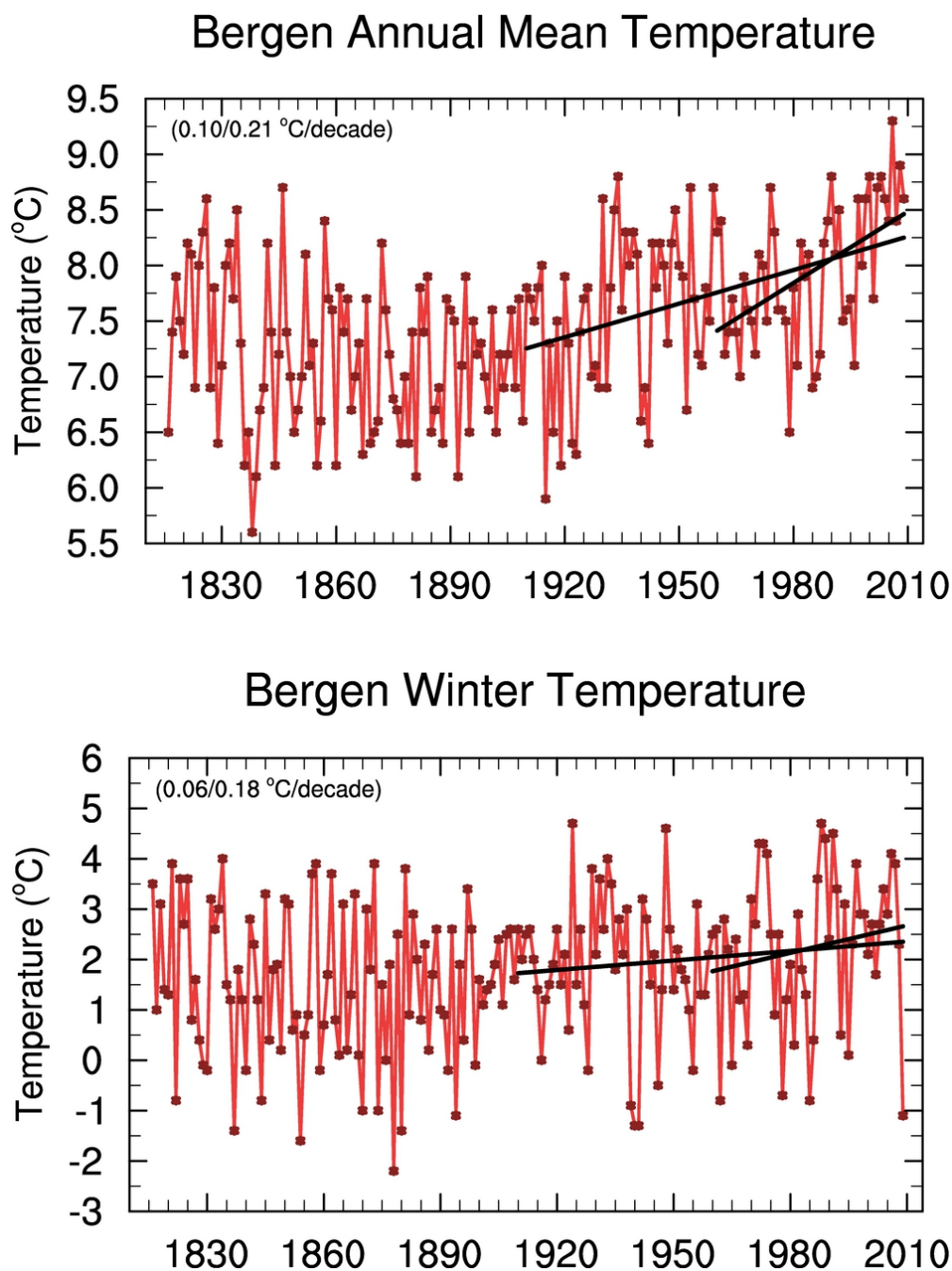


Figur 1: Observasjonsbasert temperaturavvik ($^{\circ}\text{C}$) på bakkenivå for perioden 15. desember 2009 til 14. februar 2010 relativt til middeltemperatur for samme periode for årene 1968-1996. Kalde farger betegner temperatur under normaltemperatur. Figur generert 3. januar 2011 på portalen <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/composites/day> (oppdatert figur fra Drange og Hanssen-Bauer, 2010).

av denne kuldebølgen, var temperaturen for den nordlige halvkule blant den høyeste som er målt siden globale, instrumentelle temperaturmålinger startet i andre halvdel av 1800-tallet.

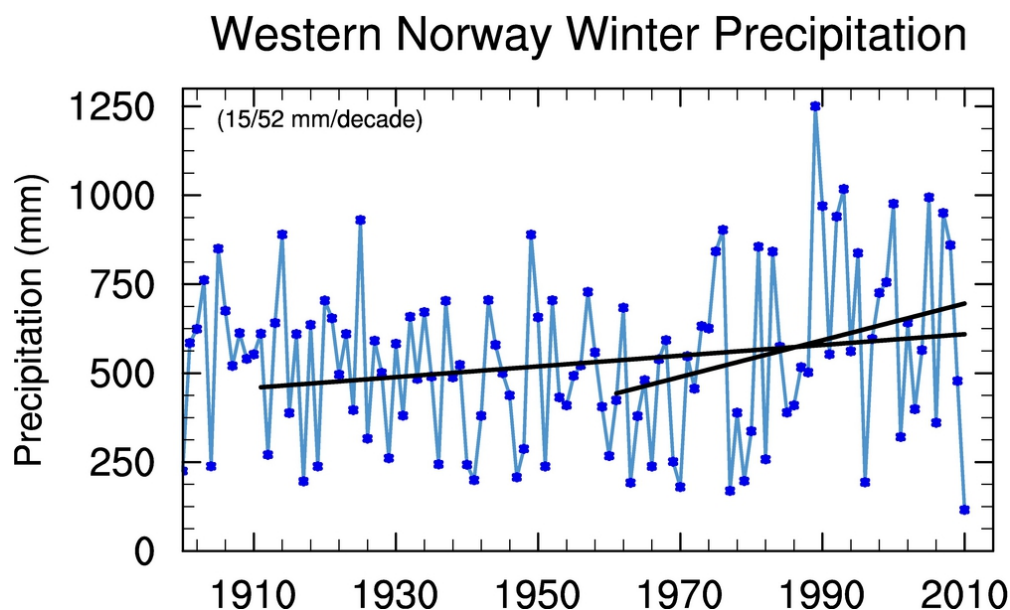
En gradvis langtidsøkning av årsmidlet temperatur er også observert i Bergen, se øverste panel i figur 2. Når det gjelder vintertemperatur, må vi tilbake til krigsvintrene 1941-42 for å finne tilsvarende lav temperatur som vinteren 2009-2010 (nederste panel i figur 2). Også vintrene 1985, 1978 og 1962 var kalde i Vest-Norge, om enn ikke fullt så strenge som vinteren 2009-2010.

Observert nedbør på Vestlandet, fra Ryfylke i sør til Sogn og Fjordane i nord, viser at vinteren 2009-2010 var den tørreste vinteren siden kvalitetssikrede nedbørsmålinger



Figur 2: Øverste panel: Årsmidlet temperatur for Bergen siden 1816. Nederste panel: Vinter-temperatur for Bergen. De rette linjestykkene viser trend for de siste 100 og 50 år med enhet °C per tiår. Observasjoner fra Meteorologisk institutt, lastet ned fra portalen eklima.no 15. oktober 2010.

startet i 1900 (figur 3). Nedbørsmengden for de tre vintermånedene var på bare 116 mm.

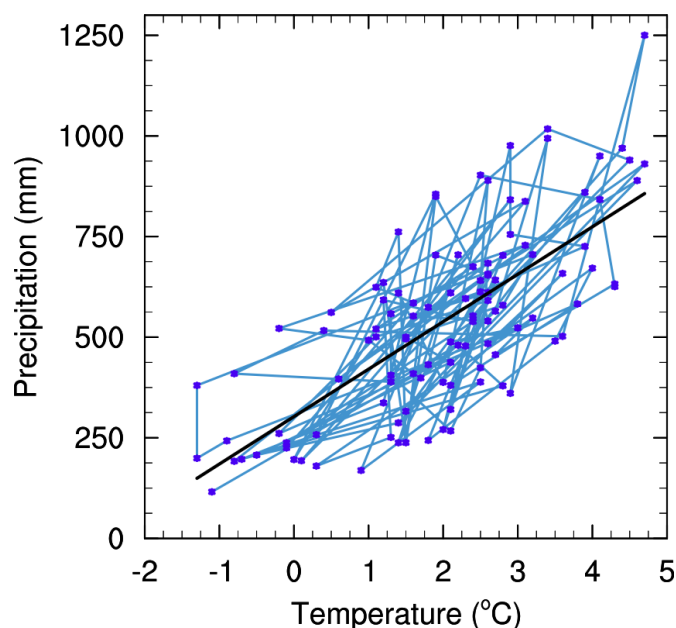


Figur 3: Vinternedbør for Vestlandet (for Ryfylke i sør til Sogn og Fjordane i nord) siden 1900. De rette linjestykkene viser trend for de siste 100 og 50 år, med en endring på henholdsvis +15 og +52 mm per tiår. Observasjoner fra Meteorologisk institutt, lastet ned fra portalen eklima.no 15. oktober 2010.

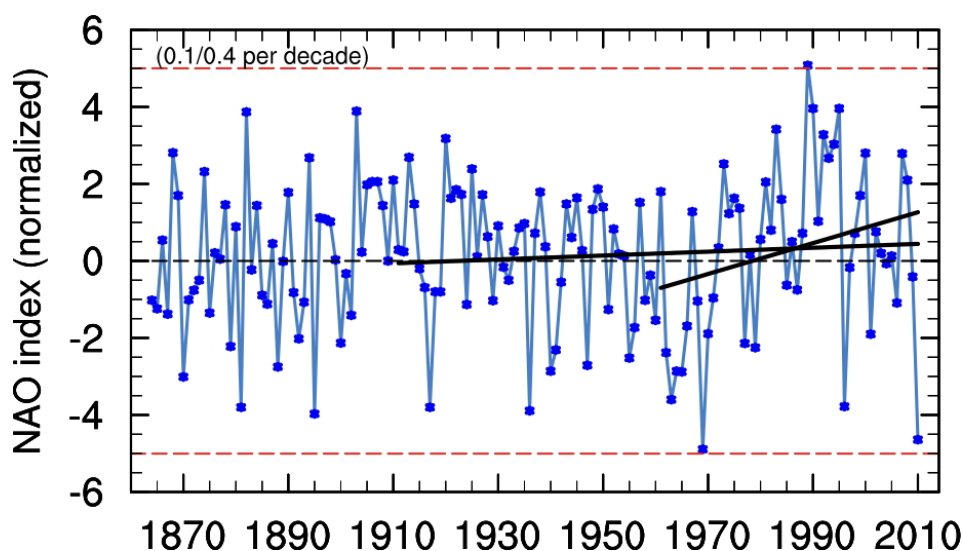
Andre tørre vintre på Vestlandet var 1979 (197 mm), 1977 (169 mm), 1970 (180 mm), 1963 (192 mm) og 1941 (199 mm). Disse vintrene, med nedbør under 200 mm, står i stor kontrast til de meget nedbørsrike vintrene 2005 (994 mm), 2000 (976 mm), 1993 (1017 mm) og 1989 (1250 mm).

Det er nær sammenheng mellom vintertemperatur og vinternedbør på Vestlandet (figur 4). Denne sammenhengen er knyttet til atmosfæresirkulasjonen: I vintre med sørvestlig vind transporteres varm og fuktig marin luft mot Vestlandet. Dette fører til relativt høy vintertemperatur og, når luftmassene presses opp av fjellene like innenfor kysten, kondenseres fuktigheten og vi får nedbør. På tilsvarende måte er tørre vintre karakterisert av få og svake vinterlavtrykk fra sørvest. Vindretningen er da gjerne nordlig eller østlig, slik at luften som når Vestlandet har bidrag fra Arktis eller Sibir. Ekstremvarianten av sistnevnte atmosfæresirkulasjon var vinteren 2009-2010, en vinter uten en eneste storm fra sørvest. Også november og desember 2010 var karakterisert av at stormene fra sørvest gikk nord eller sør for størstedelen av Skandinavia.

Lavtrykksaktiviteten vinterstid på nordlige breddegrader er ofte karakterisert ved en in-



Figur 4: Sammenheng mellom vintertemperatur i Bergen ($^{\circ}\text{C}$) og vinternedbør på Vestlandet (mm) for perioden 1900-2010. Trendlinjen har en stigning på +118 mm nedbør per $^{\circ}\text{C}$. Vinteren 2009-2010 er punktet nederst til venstre. Korrelasjonskoeffisient er 0.72.



Figur 5: NAO-indeks basert på differansen av normalisert lufttrykk på havnivå mellom Lisboa (Portugal) og Stykkisholmur (Island). Høy NAO-indeks betyr stor trykksforskjell mellom Azorene (Portugal) og Island, og følgelig strekt lavtrykksaktivitet (intense vestavindsbelte). Trend for de siste 100 og 50 år er på henholdsvis +0.1 og +0.4 per tiår. De røde stiplede linjene representerer 2.576 standardavvik, som tilsvarer en én-i-hundre hendelse for normalfordelt data. Data fra <http://www.cgd.ucar.edu/cas/jhurrell/nao.stat.winter.html>.

deks kjent som Den nordatlantiske svingningen (North Atlantic Oscillation, NAO). Ordet svingning er misvisende da det ikke er snakk om en repeterende variasjon mellom vintre eller perioder med svak og sterk lavtrykksintensitet, men heller vilkårlige variasjoner (figur 5). Derfor er Den nordatlantiske variasjonen mer dekkende enn NAO.

Uavhengig av benevning uttrykker NAO differansen av lufttrykket ved havnivå mellom Portugal/Azorene (nærmeste landområde til midlere posisjon til “Azorenehøytrykket”) og Island (nærmeste landområde til midlere posisjon til “Islandslavtrykket”). Når denne trykkdifferansen er stor, vil vindhastigheten øke. Grunnet jordens rotasjon vil luften strømme slik at lavtrykket ligger til venstre for bevegelsen. Stor trykkdifferanse fører da til sterke stormer fra sørvest mot nordøst i Nord-Atlanterhavet, en situasjon som vi kjenner som intensivt vestavindsbelte. Det er følgelig en nær sammenheng mellom NAO-indeksen og vinternedbøren på Vestlandet (øverste panel i figur 6).

For perioden 1900-2010 er det en korrelasjon på 0.74 mellom NAO-indeksen og vinternedbøren på Vestlandet. Dette betyr at rundt 55 prosent av variabiliteten i vinternedbøren på Vestlandet kan knyttes til NAO-indeksen, det vil si til intensitet og antall vinterstormer fra sørvest. Dette er en usedvanlig sterk sammenheng gitt atmosfærens kaotiske natur. Dette resultatet betyr at framtidig endring i vinternedbør på Vestlandet vil i stor grad påvirkes av (mulige) endringer i den lokale atmosfæresirkulasjonen. Siden vi her snakker om en langtidskorrelasjon, kan det forekomme enkeltstående vintre eller kortere perioder hvor sammenhengen er svak eller fraværende. Men som øverste panel i figur 6 illustrerer, er det en nær sammenheng mellom NAO og vinternedbør i Bergen.

Sammenhengen mellom NAO og vintertemperatur i Bergen er langt mindre klar, se nedeste panel i figur 6. Vi kommer tilbake til dette i avsnitt 6-8.

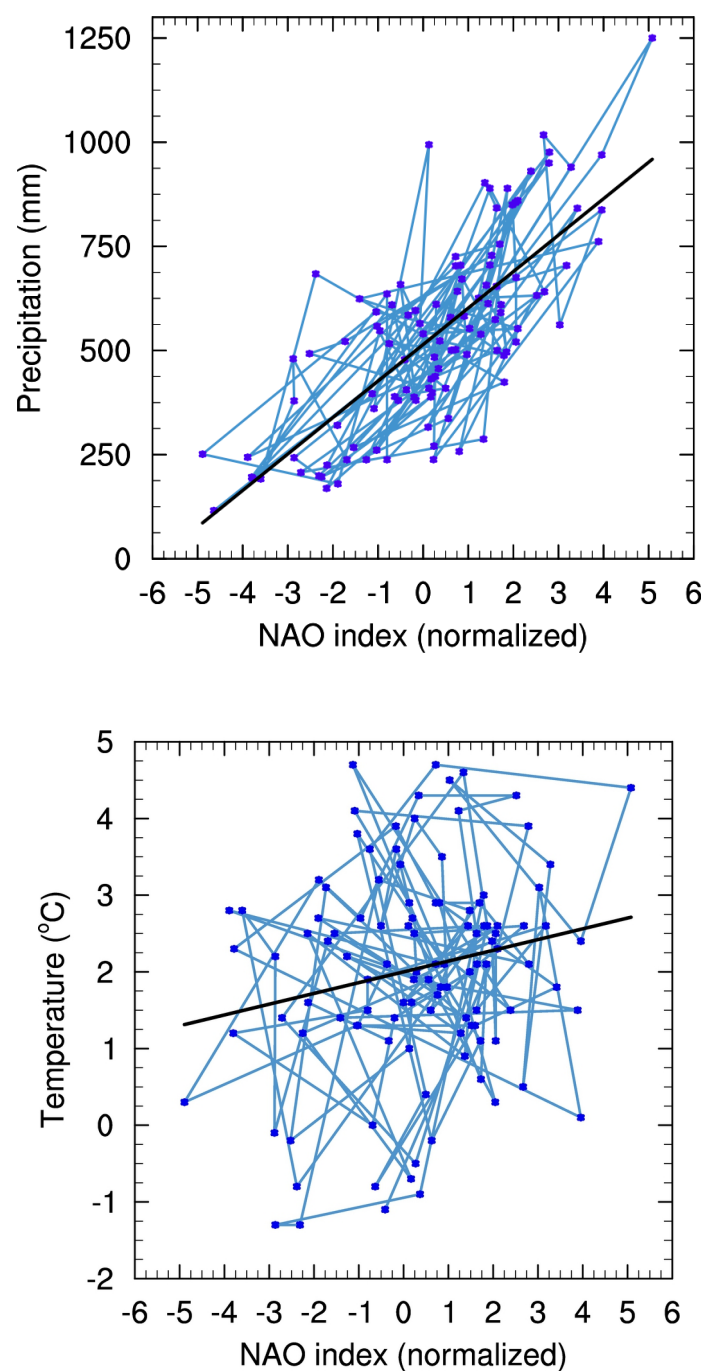
3 Observert endring i temperatur, nedbør og NAO-indeks

Langtidsendringen i temperatur i Bergen kan oppsummeres som vist i tabell 1.

Tabell 1: *Temperaturendring i Bergen siste 50 og 100 år, uttrykt i grader celsius per 10-år.*

	År	Vår	Sommer	Høst	Vinter
Siste 50 år	+0.21	+0.21	+0.34	+0.08	+0.18
Siste 100 år	+0.10	+0.08	+0.11	+0.14	+0.06

For de siste 50 år har temperaturøkningen vært spesielt stor sommerstid. Minst økning har det vært om høsten. Vinterstid har det vært en temperaturøkning på 0.9 °C (for de



Figur 6: Sammenheng mellom NAO-indeks (se figur 5) og vinternedbør på Vestlandet (mm; øverste panel) og vintertemperatur i Bergen (°C; nederste panel) for perioden 1900-2010. For nedbør har trendlinjen en stigning på +88 mm nedbør per NAO-enhet og korrelasjonskoeffisient på 0.74. For temperatur har trendlinjen en stigning på +0.14 °C per NAO-enhet og en korrelasjonskoeffisient på 0.24.

siste 50 år). Vinterøkningen i nedbør har vært på 28 prosent for de siste 100 år og 46 prosent for de siste 50 år (figur 3).

Som figur 5 viser, har NAO-indeksen har i liten grad endret seg i løpet av de siste 100 år. På tross av dette har det vært en markant økning i NAO-indeksen i andre halvdel av forrige århundre, og da særlig fra 1960-tallet (som var en periode med relativt lav NAO-indeks/svak lavtrykksaktivitet) til midt på 1990-tallet (som var en periode med flere år med meget høy NAO-indeks/sterk lavtrykksaktivitet). Siden vinteren 1996-97 har NAO-indeksen variert rundt normalverdien, med unntak av vinteren 2009-2010 som hadde en svært lav NAO-indeks.

I figur 5 er det merket to røde linjer. Disse representerer en én-i-hundre hendelse under forutsetning av at datasettet er normalfordelt. NAO-indeksen er nært normalfordelt, som betyr at vinteren 2009-2010, med et sirkulasjonsmønster uttrykt ved NAO-indeksen, kan forventes å opptre – i snitt – én gang per 100 år. Dette betyr ikke at det vil gå 100 år til neste gang vinteren 2009-2010 opptrer, noe vinteren 1969 viser (som også hadde lav NAO-indeks), men at det over tid kan forventes å forekomme én slik vinter per 100 år. Atmosfæresirkulasjonen for vinteren 2009-2010, uttrykt ved NAO-indeksen, var derfor en meget spesiell hendelse.

4 Årsaker til observert endring i temperatur, nedbør og NAO-indeks

Som nevnt i avsnitt 3 er det observert stigende temperatur og økende nebørsmengder på Vestlandet i løpet av de siste 50-100 år. Disse endringene er i hovedsak i tråd med tilsvarende endringer for resten av fastlands-Norge og Svalbard (Hanssen-Bauer mfl. 2009), samt for den nordlige halvkule og globalt (IPCC 2007; BAMS 2010).

Det er ikke mulig å forklare den observerte endringen i temperatur og nedbør uten å inkludere effekten av økende innhold av klimagasser og -partikler i atmosfæren. Dette gjelder i særdeleshet på global og kontinental skala (IPCC 2007), men også for et mindre geografisk område som Norge (Hanssen-Bauer mfl. 2009).

I tillegg til endringen i global temperatur og klima over de siste 50-100 år, bidrar også naturlige og tilfeldige variasjoner til vårt vær og klima. Selv på global skala kan naturlige klimavariasjoner dempe eller forsterke effekten av menneskeskapt klimaendring for perioder opptil ett til to tiår. For lengre tidsperioder vil effekten av menneskeskapt klimaendring generelt være dominerende for klimautviklingen.

På mindre geografisk skala, som for nordområdene, Norge eller Vestlandet, er det relative bidraget fra naturlig forekommende klimavariasjoner mye større enn på global skala. For

Norges nærområder gjelder dette i særlig grad styrken til vestavindsbeltet vinterstid. Det er grunn til å tro at en del av den oppvarmingen og den nedbørsøkningen som er observert i Norge på de siste 100 år, og da i særdeleshet siden 1960-tallet, skyldes naturlig klimavariasjon uttrykt ved økende NAO-indeks (Hurrell, 1996).

5 Forventet endring av temperatur og nedbør i dette århundre

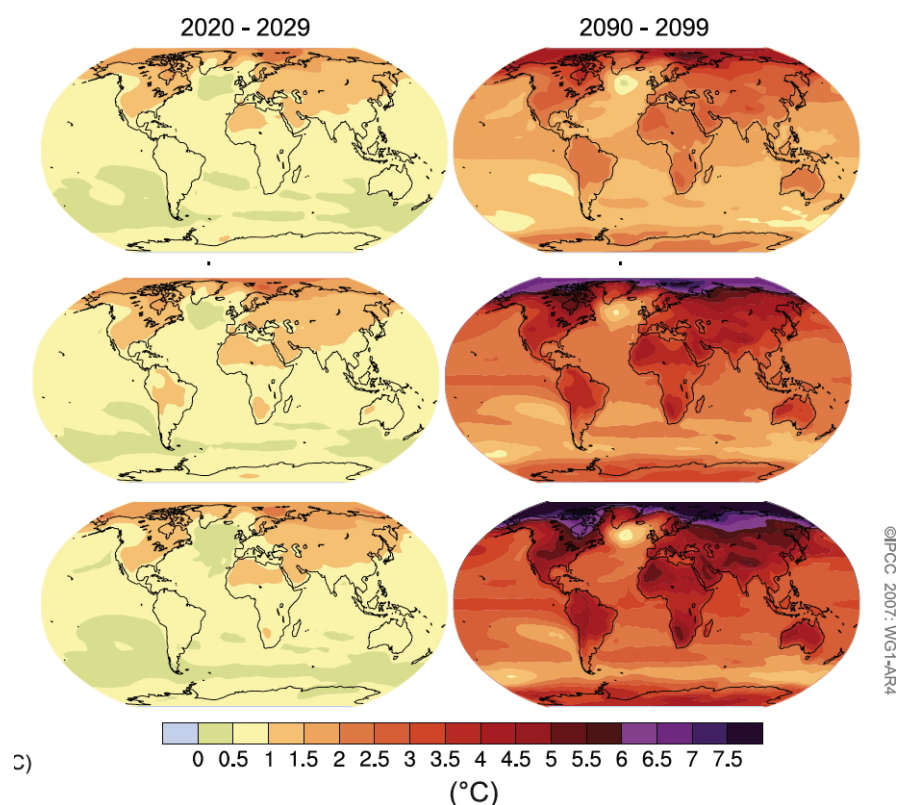
Grunnet menneskeskapte utslipp av klimagasser og -partikler er det bred faglig enighet om at globalt og regionalt klima vil fortsette å endre seg i dette århundre. Hvor stor endringen blir avhenger av framtidige utslipp av klimagasser og -partikler, vulkanaktivitet, (muligvis) variasjoner i solinnstrålingen og en rekke tilbakekoplingsmekanismer i naturen. Det vil alltid være mangler og svakheter i den grunnleggende kunnskapen om klima, slik at framtidig klimautvikling aldri kan bevises, bare projiseres. Det siste er ikke spesielt for klima, det gjelder generelt for alle naturvitenskaper.

Figur 7 viser forventet temperaturendring for jorden for tidsperiodene rundt 2025 og 2095 relativt til 1980-1999. Tre scenarioer for utslipp av klimagasser og -partikler er vist: Scenario B1 antar betydelige kutt i de globale klimagassutslippene, A1B er et mellomscenario mens A2 er et “business-as-usual” scenario. Som det framkommer av denne figuren kan vi forvente akselerert økning av global og regional temperatur i dette århundre. Forskjellen i klimautvikling mellom de ulike utslippsscenarioene er liten for de påfølgende par tiårene, men blir betydelig i andre halvdel av dette århundre, med klart større klimaendring for A2 enn B1.

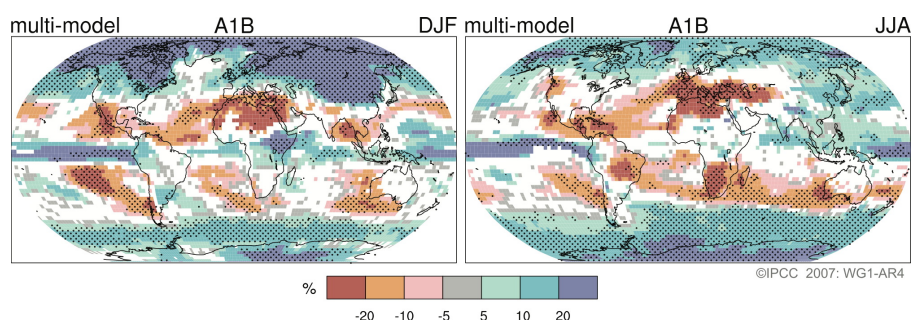
Modellert endring i nedbør er vist i figur 8. Fra denne figuren følger det en forventet 10-20 prosent økning av nedbøren på høye nordlige breddegrader, og da spesielt vinterstid.

Figur 7 og 8 er basert på globale klimamodeller. For å kunne forbedre detaljbeskrivelsen for et gitt geografisk område, for eksempel for framskrivninger av temperatur og nedbør for Vestlandet, blir ofte en metode kjent som nedskalering benyttet. Nedskalering gjøres gjerne med regionale klimamodeller med høy geografisk detaljbeskrivelse (som kystlinje og fjell), som blir matet med informasjon på rendene fra en global modell.

I rapporten *Klima i Norge 2100* (Hanssen-Bauer mfl., 2009) er all tilgjengelig nedskalering om mulig klimautvikling i Norge samlet. For Vestlandet gir dette en framskrivning av årsmidlet temperatur på mellom 1.9 og 4.2 grader. Størst endring forventes vinterstid med mellom 2.3 og 5.4 grader, og minst endring forventes om sommeren (1.2 til 3.1 grader). Disse verdiene gjelder for perioden 2071-2100 relativt til 1961-1990.



Figur 7: Modellert temperaturutvikling ($^{\circ}\text{C}$) basert på rundt 20 klimamodeller for periodene 2020-29 og 2090-99 relativt til 1980-1999 for tre ulike scenarier av klimagassutslipp. De nederste panelene gir resultatet for utslippsscenario A2, som representerer et "business-as-usual" utslippsscenario. De øverste panelene representerer utslippsscenario B1, som innebærer betydelige kutt i de globale klimagassutslippene. Panelene i midten representerer utslippsscenario A1B, som er et mellomscenarier. Figur fra IPCC (2007).



Figur 8: Modellert endring i nedbør (prosent) basert på rundt 20 klimamodeller for perioden 2090-2099 relativt til 1980-1999 for mellom-scenarier A1B. Panelet til venstre er for månedene desember-januar-februar, mens panelet til høyre er for juni-juli-august. Rød farge viser redusert nedbør og blå farge økt nedbør. Prikkede områder viser at mer enn 90 % av modellene gir likt fortegn av endringen. Figur fra IPCC (2007).

For nedbør, gir *Klima i Norge 2100* følgende framskrivning for Vestlandet for 2071-2100 relativt til 1961-1990: En økning på 5 til 30 prosent for året sett under ett, med 5 til 40 prosent økning for vinter, 10 til 40 prosent økning for vår, -15 til +25 prosent endring for sommer, og 0 til 40 prosent økning for høst.

Det er følgelig god faglig støtte for at temperaturen vil fortsette å stige og nedbøren vil fortsette å øke for Vestlandet i dette århundre, muligvis bortsett fra noe redusert nedbør sommerstid.

Når det gjelder kortidsvariasjoner, som endringer fra år til år og for perioder på ett til to tiår fram i tid, er det pr i dag ikke mulig å varsle disse, selv om det forskes på muligheten for opptil ti års varsling av hovedtrekkene i framtidig værutvikling. For Vestlandet vil mulige variasjoner i atmosfæresirkulasjonen, for eksempel knyttet til NAO-indeksen, være helt avgjørende for å kunne si noe om framtidig temperatur og nedbør.

6 Observert antall av og intensitet til kuldeperioder i Bergen for vintermånedene desember-januar-februar

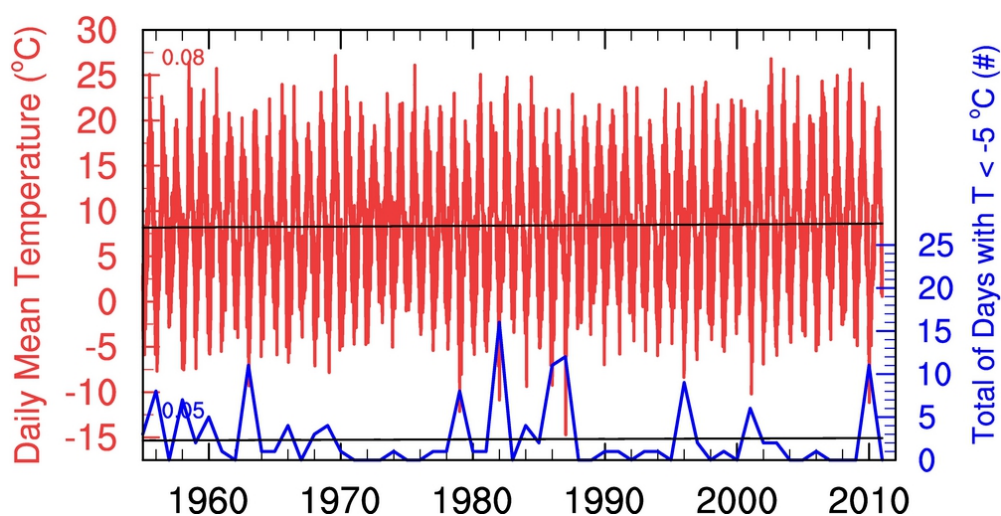
Figur 9 viser i rød farge observert døgntemperatur på Florida værstasjon i Bergen sentrum for perioden 1. januar 1957 til 31. desember 2010. For denne perioden er årsmidlet gjennomsnittstemperatur 8.0 grader og det er en langtidsøkning på 0.08 grader per 10-år.

I blå farge vises antall dager med døgntemperatur lavere enn minus fem grader. Det er ingen langtidsendring av denne størrelsen. Vintrene 1981-82 (16 dager), vinteren 2009-10 (13 dager) og 1962-63 (13 dager) har flest dager med lav temperatur. Til sammenligning har vinteren 2010-11, til og med 31. desember 2010, hele 12 dager med temperatur under minus fem grader.

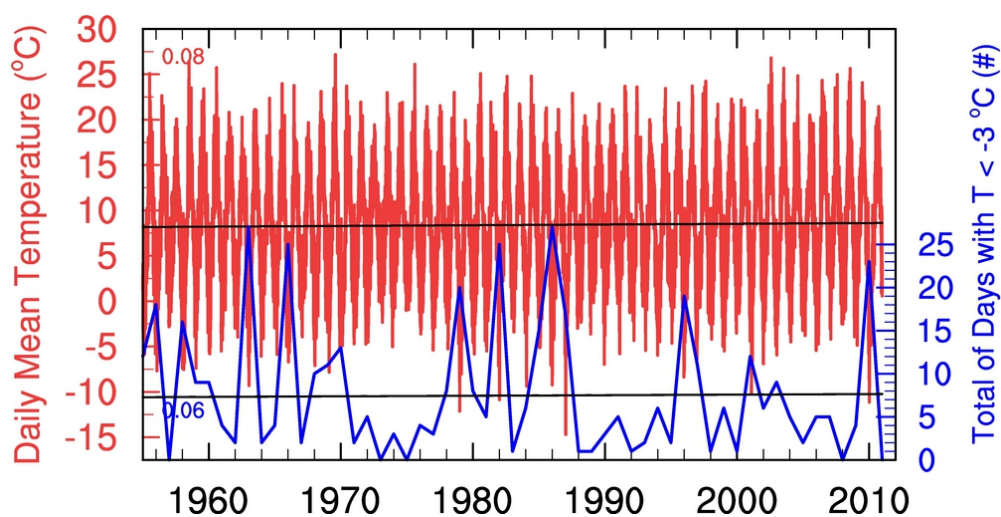
På tilsvarende måte viser figur 10 antall dager med døgntemperatur lavere enn minus tre grader. Det er ingen trend i denne størrelsen. Vintre med flest dager med temperatur under minus tre grader er 1962-63 og 1985-86 (30 dager), 2009-10 og 1965-66 (begge 28 dager) og 1981-82 (26 dager).

I tillegg til de kalde vintrene nevnt over, skiller den relativt milde 22-års perioden fra og med vinteren 1987-88 til og med vinteren 2008-09 seg ut.

I figur 11 vises antall distinkte (ikke-overlappende) perioder med to, tre, fire eller fem sammenhengende dager med døgntemperatur under minus tre grader. Det er ingen langtidsendring i disse størrelsene. De kaldeste vintrene er, igjen, 1957-58, 1962-63, 1965-66, 1981-82, 1985-86, 1986-87 og 2009-10. Vintre med perioder med fem sammenhengen-



Figur 9: Observert daglig temperatur i Bergen/Florida (rød farge; venstre y-akse) og antall dager med døgntemperatur under -5°C (blå farge; høyre y-akse) for tidsperioden 1. januar 1957 til 31. desember 2010 (vinteren 2009-2010 er vist som 2010 på x-aksen). Svarte linjer viser lineær trend med oppgitt stigningstall i $^{\circ}\text{C}$ per tiår (tall i rødt) og antall dager per tiår (tall i blått). Observasjoner fra Meteorologisk institutt, lastet ned fra portalen klima.no 3. januar 2011.



Figur 10: Som figur 9, men for antall dager med døgntemperatur under -3°C .

de dager med temperatur på minus tre grader eller lavere forekommer sjelden; 1981-82 hadde tre slike perioder mens 2009-10, 1995-96, 1985-86 og 1978-79 hadde alle to perioder. Til sammenligning har vinteren 2010-11 til og med 31. desember 2010 to slike perioder.

Figur 12 viser sammenhengen mellom døgntemperatur under minus tre grader (røde sirkler), antall slike døgn (blå farge) og middeltemperatur for vintermånedene desember-januar-februar i Bergen siden 1904. På tross av en oppvarming for månedene desember-januar-februar på 0.28 °C per tiår siden 1960, og på tross av svakt avtagende antall døgn med middeltemperatur under minus tre grader (også siden 1960), er det ingen langtidsendring av temperaturen til at de kalde døgnene.

Samme utvikling følger for døgn med middeltemperatur under minus fem grader, see figur 13. I dette tilfellet er det, i motsetning for terskelverdien på minus tre grader, en tendens til gradvis kaldere kuldeperioder.

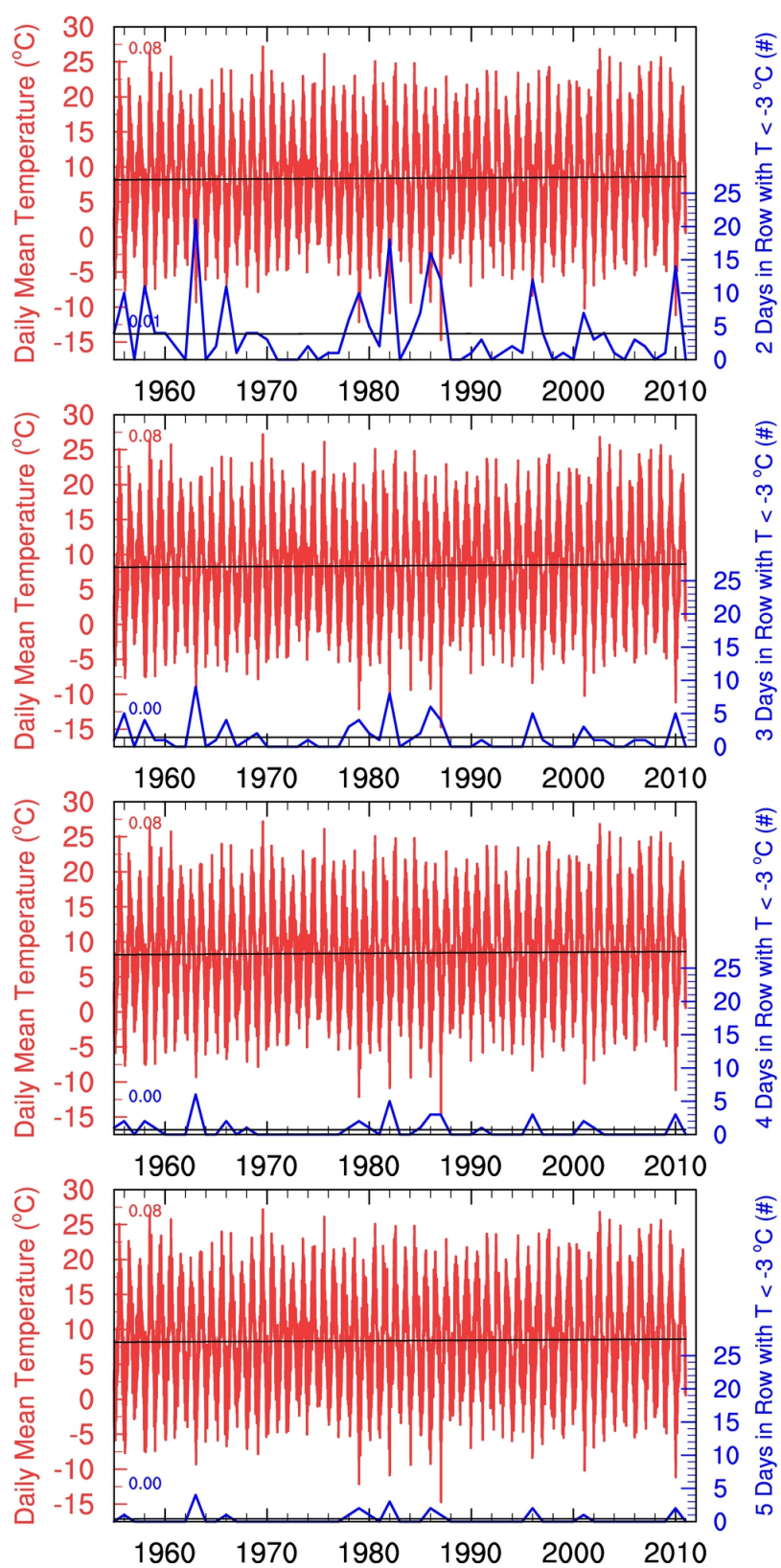
Figur 14 til 16 viser forekomst og gjennomsnittstemperatur for alle ikke-overlappende tre-, fire- og femdagersperioder med døgntemperatur under minus tre grader. Selv om gjennomsnittlig vintertemperatur øker (svart farge) og selv om det er liten langtidsendring i antall tre-, fire- eller femdagersperioder (blå farge), er det en svak tendens til noe stengere kuldeperioder siden 1960.

At gjennomsnittstemperatur for kuldeperiodene viser ingen eller noe synkende tendens samtidig som middeltemperatur for desember-januar-februar øker er ikke et Bergens-fenomen, for eksempel knyttet til inversjon. Dette har blitt sjekket med tilsvarende analyse for Flesland like sør for Bergen by og Slåtterøy fyr på Bømlo.

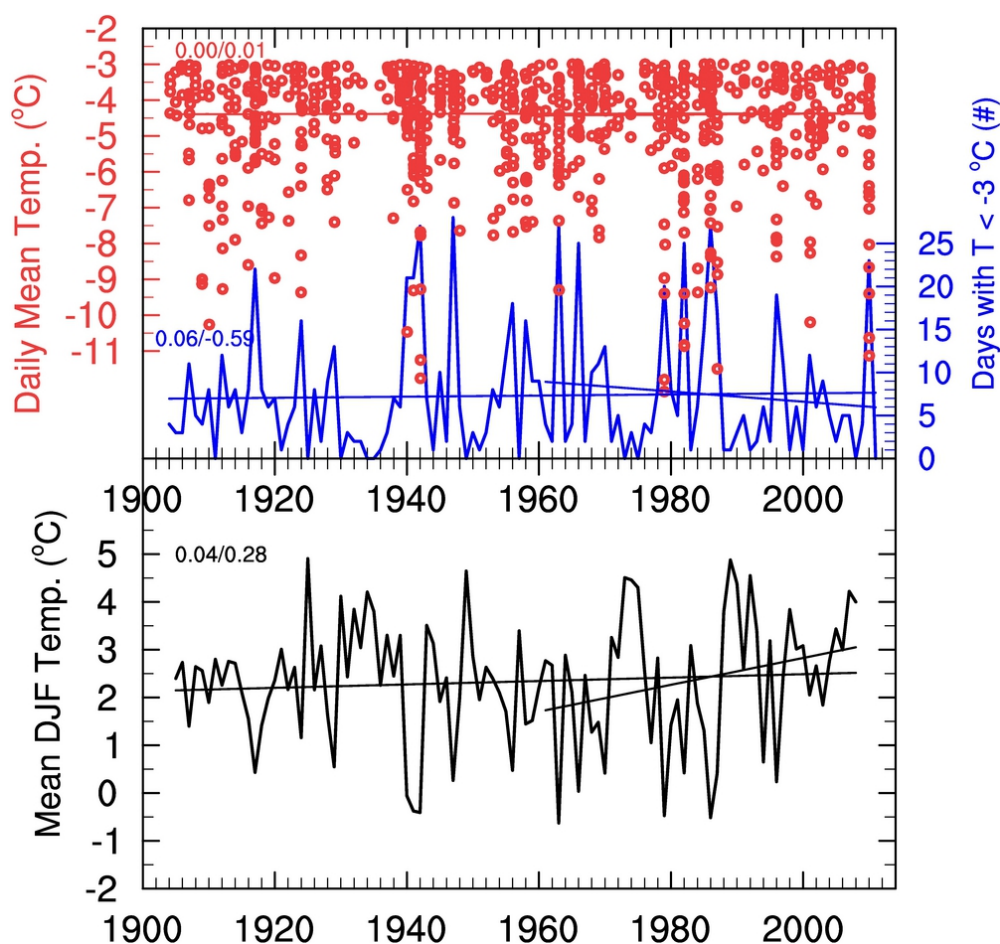
7 Modellert antall av og intensitet til kuldeperioder i Bergen for vintermånedene desember-januar-februar

Perioder med lav vintertemperatur som beskrevet over har blitt hentet ut for Bergensområdet fra en relativt høy-oppløslig klimamodell som blir brukt ved Bjerknessenteret (Barstad mfl., under skriving). Resultatene er vist i figur 17–19.

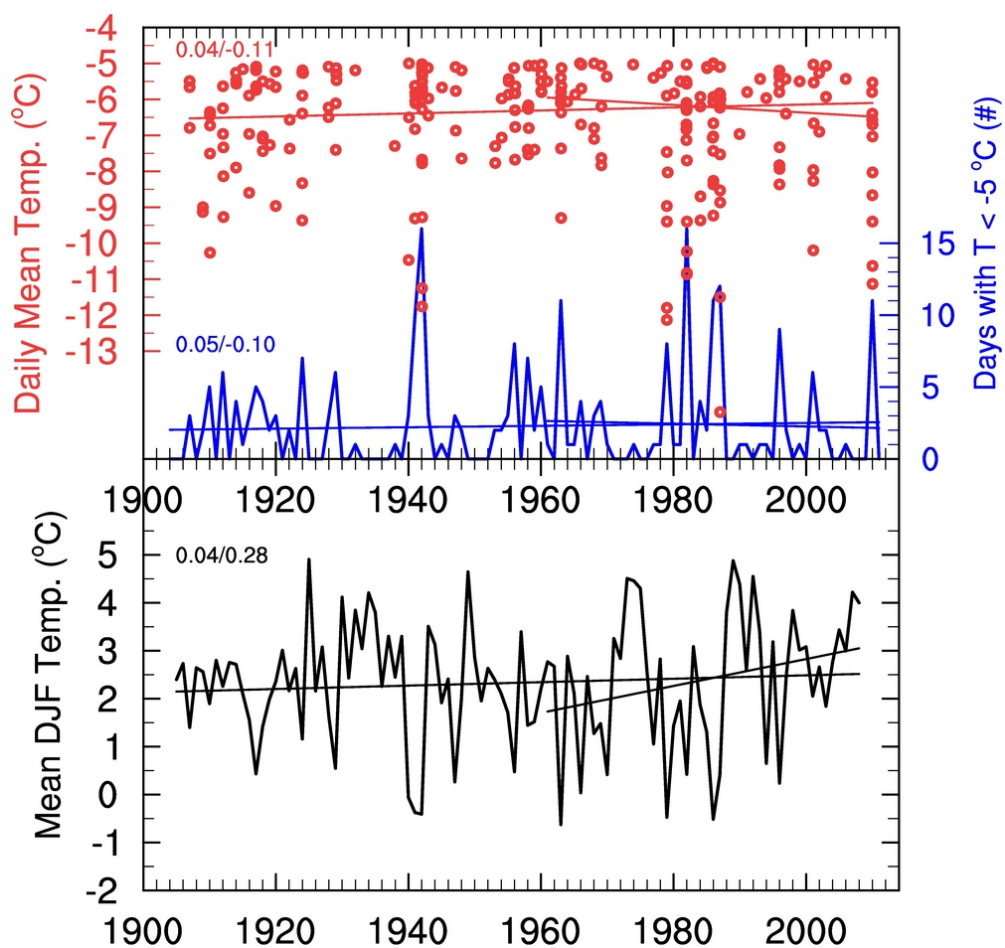
Øverste panel i figur 17 viser modellert døgntemperatur for Bergensområdet. To tidsperioder er vist, en tidsperiode som kan sammenlignes med observert temperatur (1961-2002), og en periode som angir mulig, framtidig temperaturutvikling for perioden 2020-2061. Utgangspunktet for framtidig temperaturutvikling er utslippsscenarioet SRES A1B. Dette er et såkalt mellom-scenario med en global oppvarming på like under 3 grader i løpet av dette århundre.



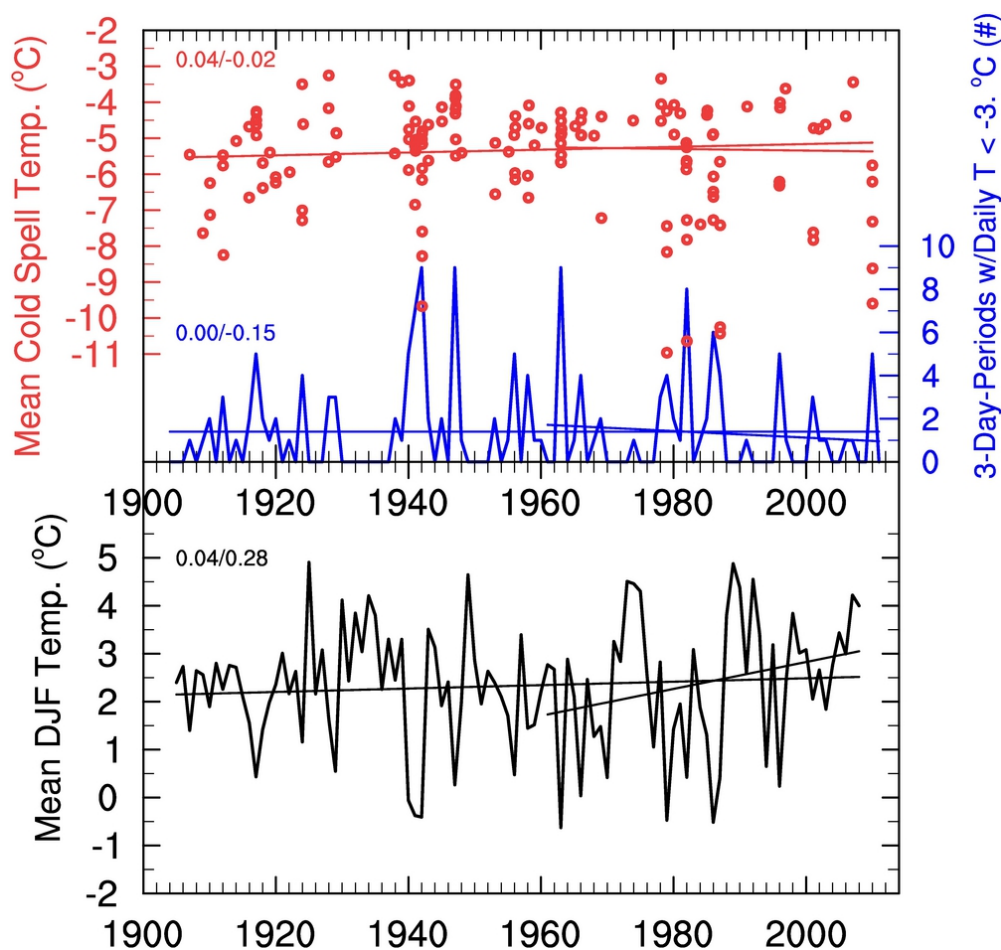
Figur 11: Som figur 10, men for to, tre, fire og fem sammenhengende dager med døgntemperatur under $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Merk at perioder med sammenhengende dager er ikke-overlappende.



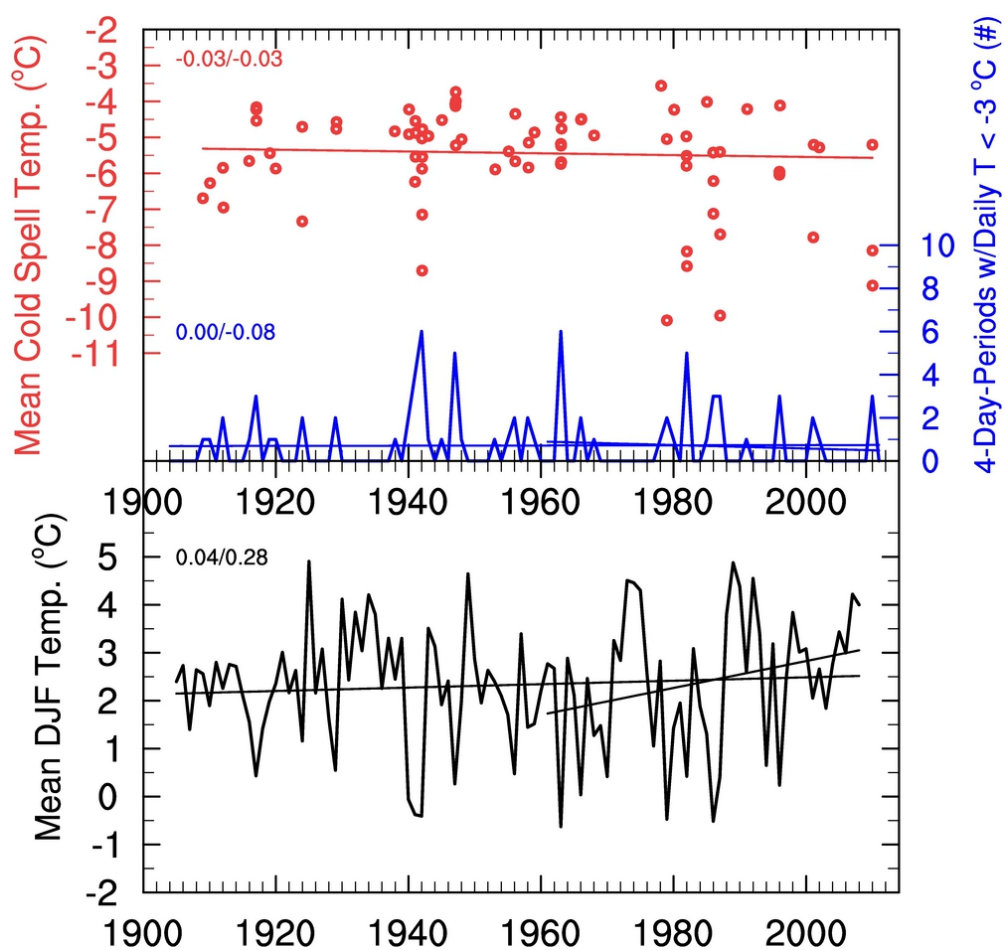
Figur 12: Øverste panel: Observerte intensitet og antall kuledøgn i Bergen siden 1. januar 1904, observerte fra Fredriksberg og Florida målestasjon. Blå kurve viser antall døgn med temperatur lavere enn -3 °C (høyre y-akse) og røde sirkler viser gjennomsnittlig temperatur for disse døgnene (venstre y-akse). Nederste panel: Middeltemperatur for vintermånedene desember-januar-februar (2005 angir, som et eksempel, vinteren desember 2004-februar 2005). For begge panelene: Rette linjestykker viser lineær trend med oppgitt stigningstall for hele tidsserien og siden 1960 for (i) antall døgn per tiår (blå farge), (ii) gjennomsnittlig døgnstemperatur per tiår (rød farge) og (iii) gjennomsnittstemperatur for vintermånedene desember-januar-februar per tiår (svart farge). Basert på observasjoner fra Meteorologisk institutt; måleseriene fra Fredriksberg og Florida er satt sammen av Asgeir Sorteberg, Geofysisk institutt, Universitetet i Bergen.



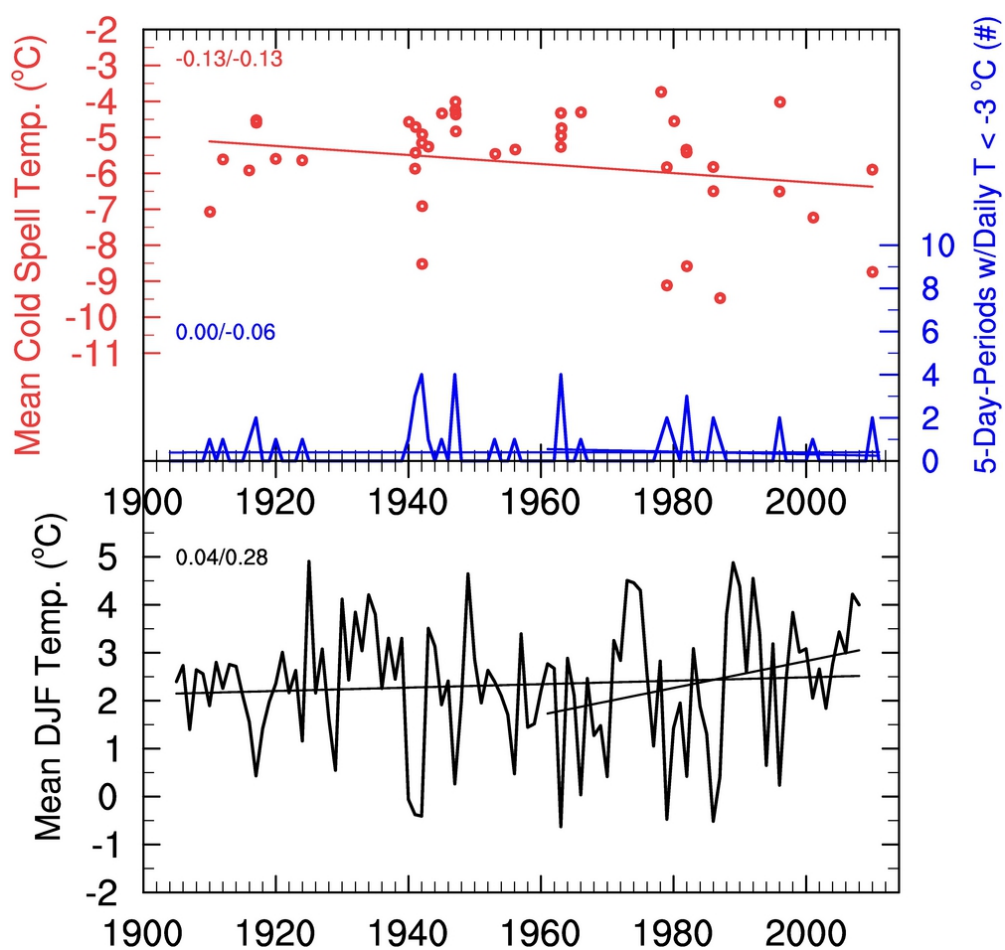
Figur 13: Som figur 12, men for døgn med gjennomsnittstemperatur lavere enn -5°C .



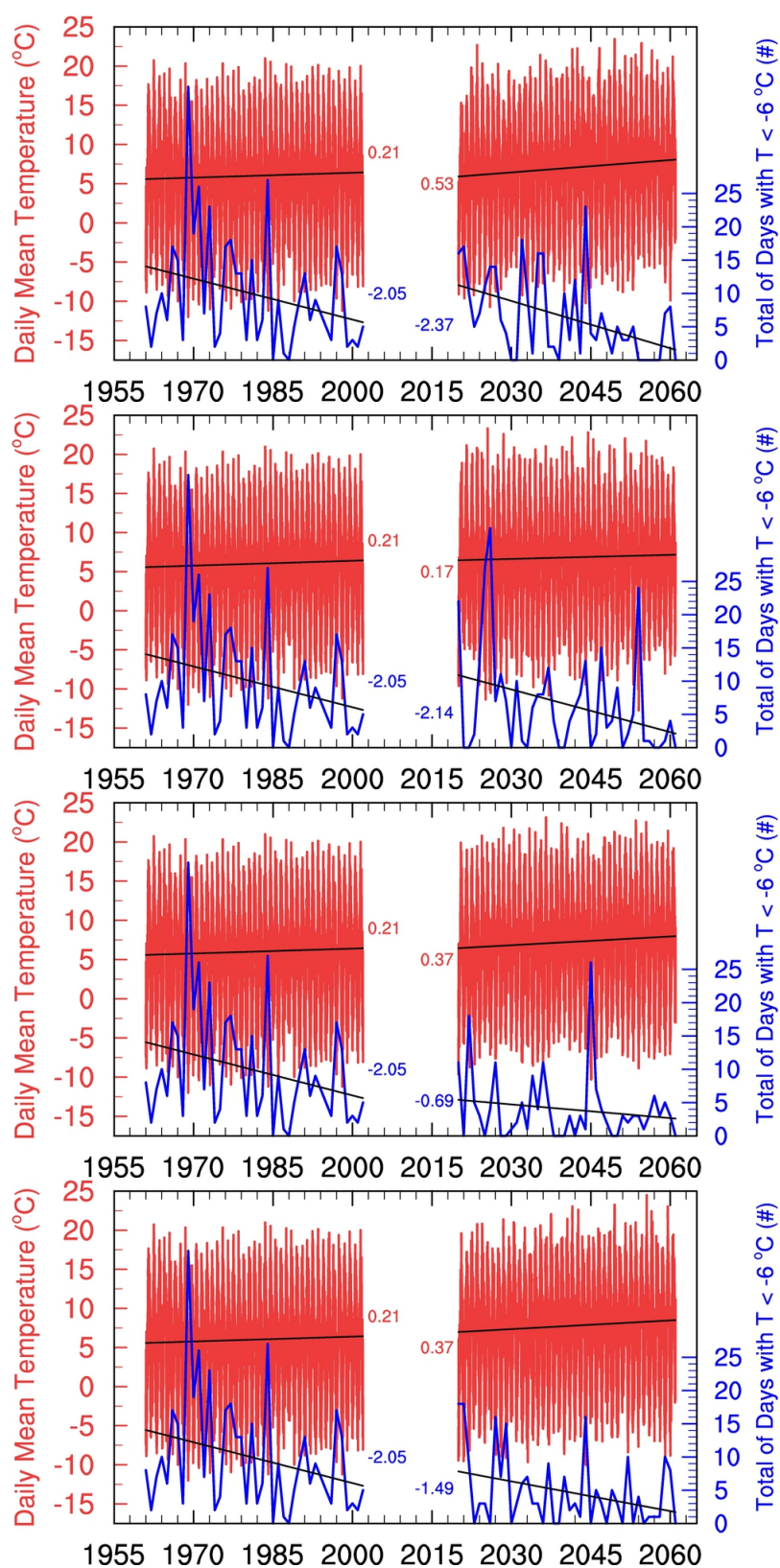
Figur 14: Øverste panel: Observert intensitet og antall tredagers kuldeperioder i Bergen/Florida siden 1. januar 1957. Blå kurve viser antall perioder med tre sammenhengende døgn med døgntemperatur lavere enn -3°C (høyre y-akse; tredagersperiodene er ikke-overlappende), mens røde sirkler viser gjennomsnittlig temperatur for hver av tredagersperiodene (venstre y-akse). Nederste panel: Middelttemperatur for vintermånedene desember-januar-februar (2005 angir, som et eksempel, vinteren desember 2004-februar 2005). For begge panelene: Rette linjestykker viser lineær trend med oppgitt stigningstall for hele tidsserien og siden 1960 for (i) antall tredagersperioder per tiår (blå farge), (ii) gjennomsnittstemperatur for tredagersperiodene per tiår (rød farge) og (iii) gjennomsnittstemperatur for vintermånedene desember-januar-februar per tiår (svart farge). Basert på observasjoner fra Meteorologisk institutt, lastet ned fra portalen eklima.no 3. januar 2011.



Figur 15: Som figur 14, men for firedagersperioder med døgntemperatur under -3°C .



Figur 16: Som figur 14, men for femdagersperioder med døgntemperatur under -3°C .



Figur 17: Modellert daglig temperatur for Bergensområdet (rød farge; venstre y-akse) og antall dager med døgntemperatur under $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ (blå farge; høyre y-akse) for de to tidsperiodene 1961-2002 og 2020-2061 (vinteren 2000-2001 er angitt som 2001). De fire panelene viser fire ulike kjøringene for perioden 2020-2061. Perioden 1961-2002 er fra en og samme kjøring. Svarte linjer viser lineær trend med oppgitt stigningstall i $^{\circ}\text{C}$ per tiår (i rødt) og antall dager per tiår (i blått). Data fra Bjerknæssenteret, med modellrealiseringene R1b, R2, R3 og R4 fra øverst til nederst (Barstad mfl., under skriving).

For perioden 1961-2002 gir modellen en årsmiddeltemperatur ca. 3 grader under observert temperatur på Florida (5.79 °C versus 8.6 °C for perioden 1961-2002). Av denne grunn betrakter vi i det følgende en terskelverdi på minus tre grader basert på observert døgntemperatur (figur 10 og 16) og minus seks grader basert på modellert døgntemperatur. Oppvarmingen i modellen for perioden 1961-2002 på 0.21 grader per 10-år er sammenlignbar med observert temperaturøkning på 0.18 grader per 10-år for samme periode.

I tillegg til at modellen gir ca. tre grader for lav temperatur, gir modellen for mange dager med lav vintertemperatur. Dette framkommer med å sammenligne tidsperioden 1961-2002 i det øverste panel i figur 17 (fra modell) med tilsvarende tidsperiode i figur 10 (fra observasjoner). En skal derfor være varsom, som alltid, med å konkludere basert på modellresultatene alene.

For mulig, framtidig klimautvikling, er det gitt resultater fra fire ulike modellkjøringer, vist i figur 17. Forskjellen mellom de fire modellkjøringene er scenario-kjøringer med fire ulike globale klimamodeller¹, nedskalert med en og samme regional modell (Barstad mfl., under skriving). De fire modellrealiseringene benevnes R1b, R2, R3 og R4 i det følgende.

Hadde klimamodellene beskrevet naturen perfekt (noe som aldri vil være tilfelle), ville det vært tilfeldig hvilket av de modellerte fremtidsklimaene naturen valgte. Følgelig er det, i utgangspunktet, lik sannsynlighet for at en av de fire modellrealiseringene beskriver framtidig klimautvikling. Merk at om sannsynligheten er lik, kan den være lav, slik at faktiske endringer kan både overgå og være mindre enn de som er modellert.

Et hovedresultat fra figur 17 er at modellert langtidsendring i bakkenær årsmiddeltemperatur beregnes å øke med mellom ca. 0.2 og 0.5 grader per 10-år rundt midten av dette århundre. Dette er en temperaturøkning som er sammenlignbar med eller 2.5 ganger så stor som modellert temperaturstigning for 1961-2002 (0.21 grader per 10-år).

Antall døgn med svært lav vintertemperatur modelleres å avta med 0.7-2.4 døgn per 10-år for perioden 2020-2061 (figur 17). På tross av reduksjonen i antall kalde vinterdøgn, kan kalde perioder forekomme også i midten av dette århundre.

På tilsvarende måte modelleres kuldeperioder på mellom to og fem dager i strekk å forekomme stadig sjeldnere for perioden 2020-2061. Men også her kan det forekomme enkeltperioder med lav vintertemperatur, om enn halvparten til tredjeparten så langvarig som for perioden 1961-2002. Modellen gir at femdagersperioder med lav temperatur er en sjeldenhet i dag, som er i samsvar med observert temperatur, og at slike hendelser

¹GFDL V2.0 (T42) og CCSM3 (T85) fra USA, ECHAM5 (T42) fra Tyskland og HADCM3 (T42) fra England.

kan forventes å forekomme enda sjeldnere i midten av dette århundre.

Modellert sammenheng mellom antall perioder med tre sammenhengende døgn med middeltemperatur lavere enn minus seks grader, middeltemperatur for slike tredagersperioder og modellert middeltemperatur for månedene desember-januar-februar, er vist i figur 18 og 19. Modellert temperatur indikerer at antall kuldeperioder kan forventes å avta med global oppvarming. På tross av den generelle oppvarmingen, er det svært liten endring av gjennomsnittstemperatur for kuldeperiodene fram mot midten av innevrende århundre. Følgelig antyder modellert temperatur en utvikling i tråd med observert vintertemperatur for Bergen: At framtidige kuldeperioder, om redusert i antall og på tross av generell oppvarming, kan forventes like kalde som nåværende kuldperioder.

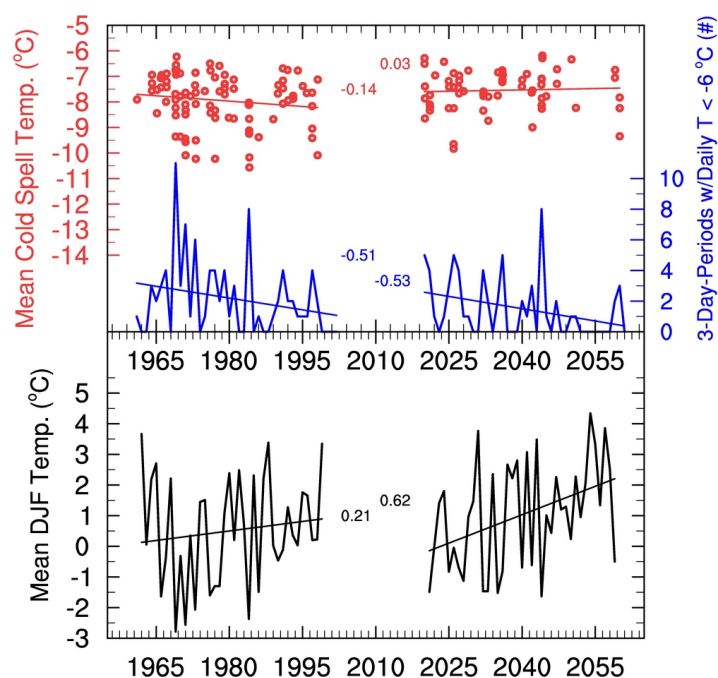
Merk at selv om årsmidlet temperatur øker i alle fire modellrealiseringer (figur 18 og 19), er situasjonen mer sammensatt for gjennomsnittlig temperatur for desember-januar-februar. I det siste tilfellet viser én modellrealisering ingen vinteroppvarming (R2), to modellrealiseringer viser tilsvarende oppvarming som observert siden 1960 (R3 og R4), og én modellrealisering viser en meget kraftig oppvarming på 0.6 °C per 10-år. Disse variasjonene illustrerer hvor styrende små endringer i atmosfæresirkulasjonen kan være for et lite geografisk område, i dette tilfellet for Bergen vinterstid (se diskusjon i avsnitt 3).

8 Oppsummering for kuldeperioder på to til fem dager

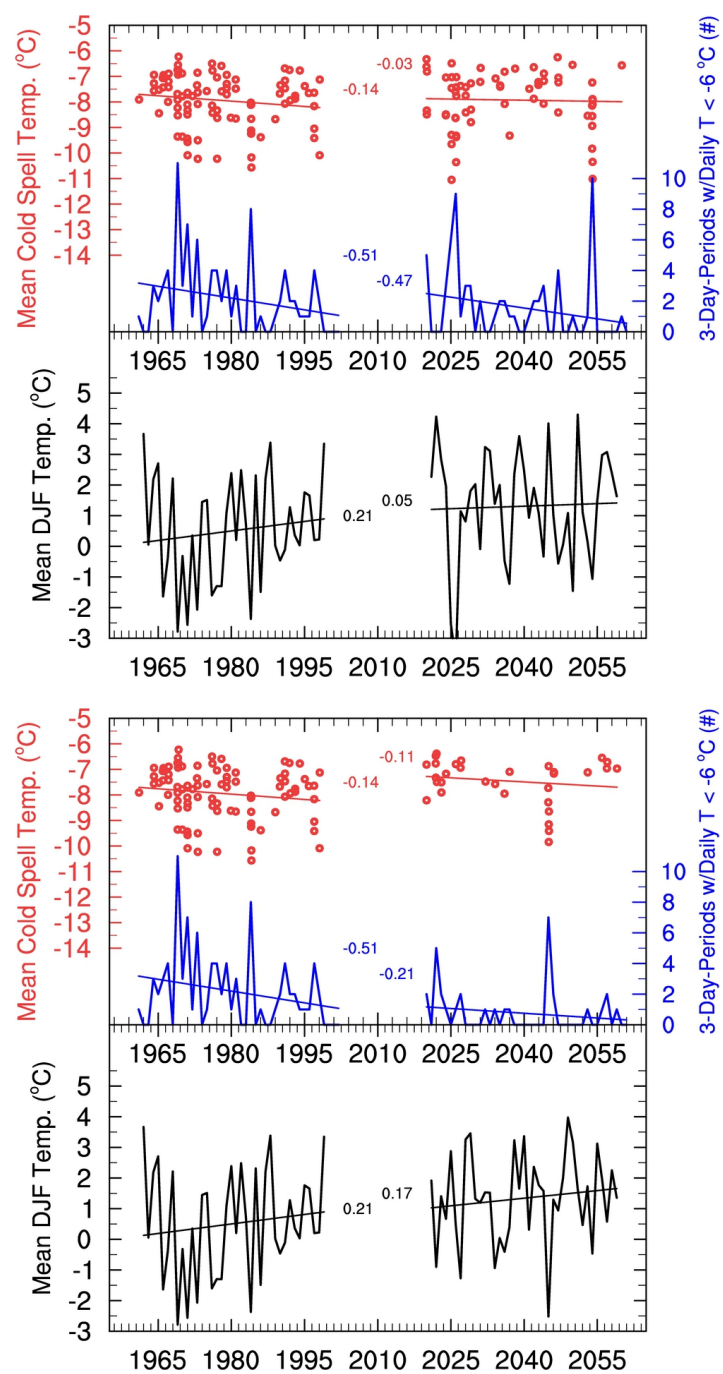
Seksjon 5 og 6 kan oppsummeres slik:

For perioden 1960-2010 er det observert liten eller ingen endring i hyppigheten av to- til femdagers kuldeperioder i Bergen. Basert på figur 12 til 13 er det for Bergen (Florida) observert en svak nedgang i hyppigheten av antall døgn med gjennomsnittstemperatur lavere enn minus tre eller minus fem grader. Det er videre svak/ingen endring i hyppigheten av perioder opptil fem sammenhengende døgn med middeltemperatur lavere enn minus tre grader (figur 14-14). Basert på dette er det liten grunn til å forvente særlig endring i antall dager med lav vintertemperatur, eller i antall to- til femdagersperioder med lav vintertemperatur, påfølgende 10-20 år. Lenger fram i tid kan kuldeperiodene forventes å opptre gravis mer sjelden (blå farge i figur 18 og 19).

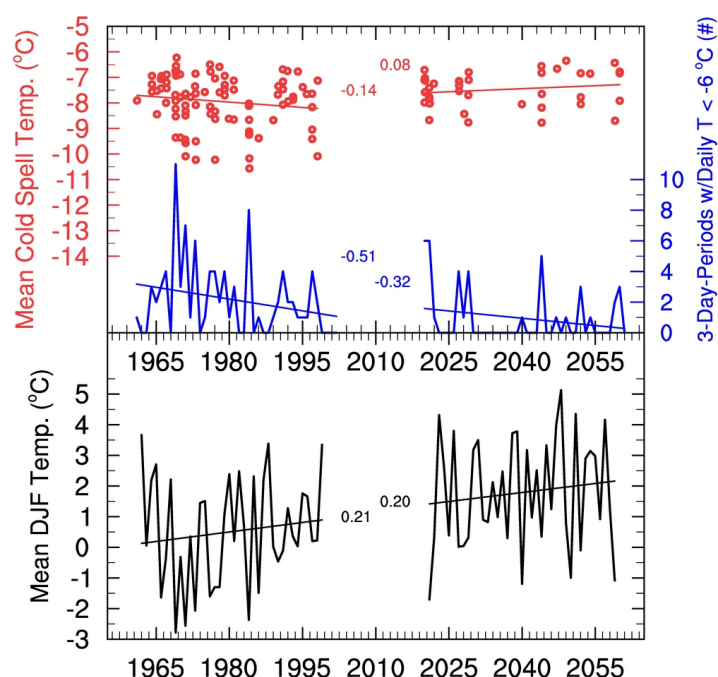
For perioden 1960-2010 er det en tendens til gradvis lavere temperatur for tre- til femdagers kuldeperioder i Bergen. Basert på figur 14 til 16 er det for Bergen (Florida) en tendens til gradvis lavere temperatur når kuldeperiodene inntreffer. Basert på dette kan kuldebølgenes middeltemperatur forventes å fortsette på da-



Figur 18: Øverste panel: Modellert intensitet og antall kuldeperioder for Bergen for perioden 1960-2060. Blå kurve viser antall perioder med tre sammenhengende døgn med døgntemperatur lavere enn -5°C (høyre y-akse; tredagersperiodene er ikke-overlappende), mens røde sirkler viser gjennomsnittlig temperatur for hver av tredagersperiodene (venstre y-akse). Nederste panel: Modellert middeltemperatur for vintermånedene desember-januar-februar. For begge panelene angir 2005 vinteren desember 2004-februar 2005. For begge panelene: Rette linjestykker angir lineær trend med oppgitt stigningstall i antall tredagersperioder per tiår (blå farge), gjennomsnittstemperatur for tredagersperiodene per tiår (rød farge) og gjennomsnittstemperatur for vintermånedene desember-januar-februar per tiår (svart farge). Data fra Bjerknæssenteret, modellrealisering R1b (Barstad mfl., under skriving).



(figur 19, fortsettes neste side)



Figur 19: Som 18, men for de tre modellrealiseringene R2, R3 og R4.

gens nivå, eller enda til falle noe, de påfølgende 10-20 år. Dette resultatet støttes også av fire ulike modellreliseringer for perioden 2020-2060 (rød farge i figur 18 og 19).

9 Mulige år- til tiårsendringer av framtidig vintervær i Bergensregionen

Med år- til tiårsendringer menes endringer som er lengre enn varigheten til et værvær- sel (typisk én uke) men kort i forhold til tiden hvor (menneskeskapte) klimaendringer påvirker værets middeltilstand i betydelig grad.

Det er meget utfordrende å si noe om værutviklingen for år til ett tiår fram i tid grunnet den dominerende rollen til naturlig (og generelt tilfeldig) forekommende værværvariasjoner. Dette gjelder spesielt på liten geografisk skala og i særdeleshet for områder som ligger nær overgangen mellom polar og subtropisk klima, som er tilfellet for Bergensregionen. Den dominerende rollen til naturlig (tilfeldig) klimavariasjon for de neste 10-20 år for Bergensregionen gjør at det er liten nytteverdi fra klimamodellene for denne perioden. Dette er en viktig årsak til at modellert temperatur i figur 17 viser perioden 2020-2061. Også rapporten *Klima i Norge 2100* (Hanssen-Bauer mfl. 2009) unnlater å gi klimapro-

jeksjoner for Norge for de nærmeste 20 år.

At naturlig forekommende variasjoner i vær og klima er styrende for år- til tiårsendringer framkommer klart ved å sammenligne 50 og 100 års trend med kortidsvariasjoner for, for eksempel, vintertemperatur (figur 2), vinternedbør (figur 3), variasjoner i antall kalde vinterdøgn (figur 10) og gjennomsnittstemperatur for kuldeperioder (figur 14).

Et sentralt spørsmål er om, og eventuelt når, en vinter tilsvarende vinteren 2009-2010 kan komme igjen. Merk at dette spørsmålet gjelder for gjennomsnittsværet i løpet av en vinter, til forskjell for punkt (1) og (2) i avsnitt 5-7 som omhandler kuldeperioder på to til fem dager.

Følgende vurdering kan gjøres (for korthets skyld brukes NAO for å beskrive atmosfærens vintersirkulasjon i det følgende):

Variasjoner i NAO er helt tilfeldige (kaotiske) og kan følgelig ikke beregnes eller varsles.

I så fall kan vinteren 2009/2010 forventes å forekomme – i snitt – én gang per 100 år (se avsnitt 3 og figur 5). Denne tolkningen søttes av mange, f.eks. av meteorolog Richard Seager ved Columbia University, New York, se Seager mfl. (2010)².

NAO påvirkes av vulkanutbrudd og kan til en viss grad forutses de første 1-3 år etter vulkanutbruddet. Både observasjoner for de siste 150 år, teori og modellering støtter at store vulkanutbrudd, primært ved lavere breddegrader, fører til positiv NAO-indeks, dvs. intensivert vestavindsbelte, relativt høy vintertemperatur og økt vinternedbør de første 1-3 år etter utbruddet (Otterå mfl., 2010). De siste store vulkanutbruddene skjedde i 1964/64 (Agung, Indonesia), 1982 (El Chicón, Mexico) og 1991 (Mt. Pinatubo, Filippinene). Typisk har vi ett stort vulkanutbrudd hvert 10-30 år. Det er ikke mulig å forutse når det neste, store vulkanutbruddet vil komme.

NAO påvirkes av endringer atmosfærens øvre lag, stratosfæren, og kan til en viss grad forutses 1-3 måneder fram i tid. Noen år forekommer det en såkalt plutselig oppvarming i stratosfæren, 10-30 km over bakken på våre breddegrader (rundt 60° N). Når en slik oppvarming skjer, følger det ofte en periode på 1-3 måneder med svak NAO-indeks og kaldtintervær hos oss. Stratosfæretemperaturen måles av satellitt, slik at svak NAO-indeks kan da forutses 1-3 måneder fram i tid. En plutselig svekking av stratosfæresirkulasjonen skjedde i november 2009, men har ikke forekommet vinteren 2010-2011. Thompson mfl. (2002); Kolstad og Charlton-Perez (2010).

NAO påvirkes av smeltingen av havis i Barentshavet/Arktis, og kan derfor til en viss grad beregnes. Det er en viss støtte for at redusert utbredelse av havis i Arktis

²<http://www.bbc.co.uk/news/science-environment-11152077?print=true>.

sommerstid påvirker atmosfæresirkulasjonen påfølgende vinter grunnet økt varme-tilførsel til atmosfæren høst og tidlig vinter. Oppvarmingen av høye breddegrader fører til redusert temperaturforskjell mellom sør og nord, og følgelig til svekket vestavindsbelte. Dersom denne mekanismen er robust, betyr det at vi kan vente en omlegging til svakere vestavindsbelte, lavere vintertemperatur og redusert nedbør ettersom havisen i Arktis smelter. Men det gjennstår mye forskning for å konkludere om dette. Overland og Wang (2010)³ og Petoukhov og Semenov (2010)⁴. Se også innlegg av R. Benestad, Meteorologisk institutt, på realclimate.org⁵.

NAO påvirkes av snødekket på det Eurasiske kontinentet om høsten, og kan til en viss grad forutses påfølgende vinter. Det er en viss støtte for at tidlig snøfall om høsten over det Eurasiske kontinentet, som var tilfellet høsten 2009, kan medvirke til at påfølgende vinter får lav NAO-indeks, dvs. svekket vestavindsbelte og en kald vær-type hos oss. Blant annet har meteorolog Judah Cohen ved MIT, Massachusetts, studert dette (f.eks. Cohen og Fletcher, 2007, se også fotnote ⁶). Basert på det tidlige snøfallet høsten 2009, varslet Cohen en kald vinter 2009/2010. Cohen har gjort det samme for vinteren 2010-11, basert på tidlig snøfall høsten 2010. Merk at redusert isutbredelse i Arktis og med det økt fuktighet i luften kan føre til tidlig/økt snøfall på det Eurasiske kontinentet, slik at denne mekanismen henger sammen med mekanismen over.

Det har vært en omlegging av atmosfæresirkulasjonen på høye nordlige breddegrader siden vinteren 2001/02. En analyse av sirkulasjonsmønsteret vinterstid på høye nordlige breddegrader viser en endring av NAO-mønsteret beskrevet i avsnitt 2 til en situasjon med svak vestavindsbelte som resultat. Det blir spekulert om denne sirkulasjonsomleggingen kan knyttes til klimaendringene i Arktis. I så fall kan vi forvente økt hyppighet av kalde, tørre vintre hos oss. De underliggende mekanismene er ikke godt forstått, så det er for tidlig å konkludere om dette. Zhang mfl. (2008).

Lav solflekaktivitet påvirker vintertemperatur i Europa. Lockwood mfl. (2010) har foreslått at det kan være en kopling mellom lav solflekaktivitet og svekket polar jetstrøm vinterstid, og med det spesielt kalde vintre i Europa⁷. Lockwood påviser en svak statistisk sammenheng mellom de to størrelsene, f.eks. er det et sammenfall i tid mellom Maunder minimum (særdeles lav solflekaktivitet) mellom år 1650-

³<http://www.arctic.noaa.gov/future/index.html>.

⁴<http://www.pik-potsdam.de/news/press-releases/global-warming-could-cool-down-temperatures-in-winter>.

⁵<http://www.realclimate.org/index.php/archives/2010/12/cold-winter-in-a-world-of-warming/>.

⁶http://www.nsf.gov/news/special_reports/autumnwinter/predicts.jsp,

http://www.nytimes.com/2011/01/25/science/earth/25cold.html?_r=1&ref=earth.

⁷<http://news.bbc.co.uk/2/hi/science/nature/8615789.stm>.

1700 og de kalde vintrene i Europa på samme tid. Solflekkaktiviteten nådde også et minimum rundt 2010. Studien er etterfulgt av oppdatert analyse (Woollings mfl. 2019). Det gjenstår å identifisere en fysisk mekanisme for mulig årsakssammenheng (Benestad 2010; se også fotnote⁸), slik at det er vanskelig å uttale seg om en slik kopling finnes, og videre mulig styrke av denne. For eksempel var vinteren 1684 den kaldeste men 1685 den tredje varmeste vinteren i England over de siste 350 år, og begge vintrene forekom midt i Maunder minimum.

Variasjoner i tropene påvirker vinteretemperaturen i Europa. Grunnet positiv tilførsel av solvarme i tropene og netto varmetap ved polene, er det en vedvarende og kraftig transport av varme fra tropene mot polene. Vær- og klimavariasjoner i tropene, og da særlig variasjoner i havtemperaturen, påvirker derfor store deler av jorden. Dette er tilfellet for El Niño-La Niña fenomenet i det ekvatorielle Stillehav. Hvert trede til syvende år kan havtemperaturen langs ekvator i Stillehavet være flere grader høyere (El Niño) eller lavere (La Niña) enn normalt. Det er uklart i hvilken grad El Niño eller La Niña påvirker vinterværet hos oss, og det er høyst uklart om disse variasjonene kan bidra til å forutsi årsvariasjoner i vårt vintervær. Den kalde vinteren 2009-2010 hadde for eksempel en moderat El Niño mens inneværende vinter (vinteren 2010-2011) har en moderat til kraftig La Niña. Flere forskere, deriblant Kevin Trenberth, forsker ved National Center for Atmospheric Research i Boulder/Colorado, er meget klar på at en ikke kan ignorere variasjoner i tropene for å forstå vinterværet i Europa⁹.

Diverse. Det har vært noen reportasjer i internasjonal og norsk media om at inneværende vinter kan bli den kaldeste vinteren på 1000 år, med henvisning til at Golfstrømmen er rekordkald¹⁰. Siden havtemperaturen i Atlanterhavet er godt over normalen (og har vært rekordhøy i deler av 2010), er kommentaren om Golfstrømmen en misforståelse eller feiltolkning¹¹.

⁸<http://www.forskning.no/artikler/2010/april/247760> og <http://news.bbc.co.uk/2/hi/science/nature/8615789.stm>.

⁹Kommentar nr. 1 her: <http://dotearth.blogs.nytimes.com/2010/12/28/putting-a-siberian-snow-connection-to-the-test/?ref=earth>, pluss <http://dotearth.blogs.nytimes.com/2010/12/27/wintry-weather-and-global-warming/>

¹⁰F.eks. <http://www.adressa.no/nyheter/article1538570.ece> og <http://www.realclimate.org/index.php/archives/2010/12/coldest-winter-in-1000-years-cometh-not> (med henvisninger).

¹¹<http://www.realclimate.org/index.php/archives/2010/12/coldest-winter-in-1000-years-comethnot/>

10 Avsluttende oppsummering

- Det er observert en økning av midlere vintertemperatur i Bergen/Florida på 0.18 °C per 10-år for de siste 50 år og 0.06 °C per 10-år for de siste 100 år.
- Observert temperatur i Bergen/Florida for perioden 1960-2010 viser svak nedgang eller ingen langtidsendring i antall spesielt kalde to- til femdagersperioder vinterstid.
- For perioden 1960-2010 er det en tendens til gradvis kaldere kuldeperioder på to til fem dager vinterstid.
- Basert på overstående er det ikke grunn til å forvente betydelig endring i antall dager med lav vintertemperatur, eller i antall to- til femdagersperioder med lav vintertemperatur, for de neste 10-20 år. Gradvis kaldere kuldeperioder på to til fem dager kan ikke utelukkes på tross av stigende middeltemperatur vinterstid.
- Det er generelt ikke mulig å varsle neste års eller de neste par tiårenes vintervær, bortsett fra en tendens til et intensivert verstavindsbelte og milde/nedbørsrike vintre for de første 1-3 årene etter store vulkanutbrudd.
- Hovedtrekkene i vinterværet på våre breddegrader kan muligvis varsles 1-3 måneder fram i tid. Dette gjelder dels høstsnøens påvirkning på atmosfæresirkulasjonen påfølgende vinter og dels stratosfærens påvirkning på bakkenær sirkulasjon. Slik varsling blir gjennomført på eksperimentell basis i dag.
- Det er visse indikasjoner på at redusert sommer- og høstutbredelse av havis i Arktis kan svekke atmosfæresirkulasjonen på våre breddegrader påfølgende vinter. Dette vil i så fall føre til økt sannsynlighet for kalde og tørre vintre hos oss. Sammenhengen er fremdeles ikke tilstrekkelig kjent eller verifisert til at det er mulig å konkludere med at det har oppstått en ny vær-/klimasituasjon om vinteren på høye nordlige breddegrader.
- Inntil det foreligger bedre kunnskap om koplingen mellom redusert havis i Arktis og svekket atmosfæresirkulasjon, konkluderer vi med at vinteren 2009/10 kan forventes å være en én i hundre års hendelse også i framtiden (og enda sjeldnere enn dette ettersom global oppvarming gjør seg mer gjeldende).

For nedbør, kan følgende momenter nevnes

- Vinternedbøren på Vestlandet har økt med 28 prosent de siste 100 år og 46 prosent de siste 50 år.
- Økningen skyldes mest sannsynlig en kombinasjon av økt nedbør på høye breddegrader som følge av global oppvarming og naturlig klimavariasjon, delvis knyttet til økt NAO-indeks fra 1960-tallet til midt på 1990-tallet.

- Vinternedbøren 2009/2010 var på bare 116 mm (for tre måneder), som er den minste nedbørmengden siden 1900 og 20 prosent av middelnedbøren for perioden 1900-2010.
- For framtidig langtidsendring av nedbør på Vestlandet forventes det en økning på 5 til 30 prosent for året sett under ett, 5 til 40 prosent om vinteren, 10 til 40 prosent om våren, -15 til +25 prosent endring om sommeren, og 0 til 40 prosent økning om høsten (tallene gjelder for 2071-2100 relativt til 1961-1990).
- Vinternedbøren på Vestlandet er i stor grad gitt av intensitet og posisjon til vestavindsbeltet, ofte gitt ved NAO-indeksen. Basert på vintrene 1863/64 til 2009/10, var vinteren 2009/10, uttrykt med NAO-indeksen, en én i hundre års hendelse.

Referanser

- Benestad, R. (2010), Low solar activity is blamed for winter chill over Europe, *Environ. Res. Lett.* 5 021001
- Cohen, J. og C. Fletcher (2007), Improved skill of Northern Hemisphere winter surface temperature predictions based on land-atmosphere fall anomalies, *J. Climate*, 4118-4132
- Francis, J. A., W. Chan, D. J. Leathers, J. R. Miller og D. E. Veron (2009), Winter Northern Hemisphere weather patterns remember summer Arctic sea-ice extent, *Geophys. Res. Lett.*, 36, L07503, doi:10.1029/2009GL037274
- Hanssen-Bauer, I., H. Drange, E.J. Førland, L.A. Roald, K.Y. Børsheim, H. Hisdal, D. Lawrence, A. Nesje, S. Sandven, A. Sorteberg, S. Sundby, K. Vasskog og B. Ådlandsvik (2009): *Klima i Norge 2100. Bakgrunnsmateriale til NOU Klimatilpassing*, Norsk klimasenter, september 2009, Oslo (tilgjengelig fra <http://www.klimatilpassing.no> og <http://nou-klimatilpassing.no>)
- Hazeleger, W. mfl. (2010), EC-Earth: A Seamless Earth System Prediction Approach in Action, *Bull. Amer. Meteor. Soc.* (akseptert)
- Honda, M., J. Inoue og S. Yamane (2009), Influence of low Arctic sea-ice minima on anomalously cold Eurasian winters, *Geophys. Res. Lett.*, 36, L08707, doi:10.1029/2008GL037079
- Hurrell, J. W. (1996), Influence of variations in extratropical wintertime teleconnections on northern hemisphere temperature, *Geophys. Res. Lett.*, 23, 665–668
- Kolstad, E. W. og A. J. Charlton-Perez (2010), Observed and simulated precursors of stratospheric polar vortex anomalies in the Northern Hemisphere, *Climate Dynamics*, DOI: 10.1007/s00382-010-0919-7
- Lockwood M., R. G. Harrison, T. Woollings og S. K. Solanki (2010), Are cold winters in Europe associated with low solar activity? *Environ. Res. Lett.* 5 024001
- Otterå, O. H., M. Bentsen, H. Drange og L. Suo (2010), External forcing as a metronome for Atlantic multidecadal variability, *Nature Geosci.*, doi:10.1038/NCEO955

- Overland, J. E. og M. Wang (2010), Large-scale atmospheric circulation changes are associated with the recent loss of Arctic sea ice, *Tellus*, 62A, 1-9
- Petoukhov, V. og V. A. Semenov (2010), A link between reduced Barents/Kara sea ice and cold winter extremes over northern continents, *J. Geophys. Res.*, 115, D21111, doi:10.1029/2009JD013568
- Seager, R., Y. Kushnir, J. Nakamura, M. Ting og N. Naik (2010), Northern Hemisphere winter snow anomalies: ENSO, NAO and the winter of 2009/10, *Geophys. Res. Lett.*, 37, L14703, doi:10.1029/2010GL043830
- Thompson D. W. J., M. P. Baldwin og J. M. Wallace (2002) Stratospheric connection to Northern Hemisphere wintertime weather: implications for prediction. *J. Clim.*, 15, 1421–1428
- Woollings, T., M. Lockwood, G. Masato, C. Bell og L. Gray (2010), Enhanced signature of solar variability in Eurasian winter climate, *Geophys. Res. Lett.*, 37, L20805, doi:10.1029/2010GL044601
- Zhang, X., A. Sorteberg, J. Zhang, R. Gerdes og J. C. Comiso (2008), Recent radical shifts of atmospheric circulations and rapid changes in Arctic climate system, *Geophys. Res. Lett.*, 35, L22701, doi:10.1029/2008GL035607

Hva driver utviklingen i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning?

av

Bente Halvorsen

Innhold:

1. Innledning	2
2. Utviklingen i forbruket	2
2.1 Effektforbruk	2
2.1.1 Noen illustrasjoner på forbrukskurver	2
2.1.2 Oppsummering	5
2.2 Energiforbruk i alminnelig forsyning.....	6
3. Drivere bak utviklingen	8
3.1 Effektforbruket i alminnelig forsyning	8
3.1.1 Effekten av prisendringer på effektforbruket	9
3.1.2 Effekten av utetemperatur på effektforbruket.....	9
3.1.3 Sesongvariasjoner i effektforbruket.....	11
3.1.4 Oppsummering	13
3.2 Årlig energiforbruk i husholdningene	14
3.2.1 Utviklingen i årlige energiforbruk for husholdningssektoren	14
3.2.2 Driver bak utviklingen gjennomsnittlig energiforbruk pr husholdning.....	16
4. Konklusjon	19
Referanser:.....	19

1. Innledning

I denne rapporten gis en oversikt over utviklingen i strømforbruket i alminnelig forsyning og hva som er de store drivkreftene bak denne utviklingen, basert på Statistisk sentralbyrås statistikker og andre publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå.¹ Alminnelig forsyning består av husholdninger, privat og offentlig tjenesteyting, industri utenom kraftkrevende industri, samt deler av treforedlingsindustrien (uprioritert kraft til kjeler), og utgjør i gjennomsnitt litt over 70 prosent av totalforbruket de siste 15 årene.

Når man diskuterer utviklingen i strømforbruket er det nyttig å dele dette opp i effektforbruket, dvs. det løpende strømforbruket, og energiforbruket, dvs. det akkumulerte forbruket over en periode. Priser, inntekt og andre variable av betydning for strømforbruket, kan ha svært ulik virkning på det løpende forbruket og på de mer langsiktige trendene i forbruket. I beskrivelsen av forbruket i alminnelig forsyning, og diskusjonen av driverne bak det, skiller vi derfor mellom effekt- og energiforbruket.

Utviklingen i strømforbruket i Hordalandsregionen er av spesiell interesse i forbindelse med utbyggingen av nye overføringslinjer. Dessverre finnes det svært lite data fra Statistisk sentralbyrås statistikker og analyser som analyserer strømforbruket i denne regionen spesielt. Det er imidlertid rimelig å anta at hovedtrekkene i utviklingen i hele alminnelig forsyning, og i drivkreftene bak denne utviklingen, også vil kunne si noe interessant om utviklingen i Hordaland.

2. Utviklingen i forbruket

Vi starter med å beskrive variasjoner i effekt og energiforbruket over tid. Statistisk sentralbyrås statistikker inneholder kun informasjon om energiforbruket over en periode. Vi har imidlertid hatt tilgang til informasjon om timesforbruket for ulike deler av alminnelig forsyning i forbindelse med analyseprosjekter. Disse dataene er ikke offisiell statistikk, og de er kun hentet for kunder i enkelte områder i enkeltår (måledata fra timemålte kunder hos Skagerak Nett i 2006). Vi har derfor ikke informasjon om den historiske utviklingen i effektforbruket. Disse dataene kan imidlertid gi en beskrivelse av det kortsiktige forbruksmønsteret i ulike deler av alminnelig forsyning, og indikasjoner på mer generelle etterspørselssammenhenger.

2.1 Effektforbruk

I forbindelse med et prosjekt for Statnett, analyserte vi forbrukskurver for ulike sektorer i alminnelig forsyning, fordelt over døgn, uke, og måneder (Ericson og Halvorsen 2008 a og b). Disse analysene gir en indikasjon på når behovet for effekt er størst, og dermed når man vil forvente størst belastning i nettet. Dette vil kunne være nyttig informasjon i vurdering av forsyningssikkerheten i regioner som Hordaland, hvor man i perioder kjører med relativt høy belastning i det eksisterende overføringsnettet.

2.1.1 Noen illustrasjoner på forbrukskurver

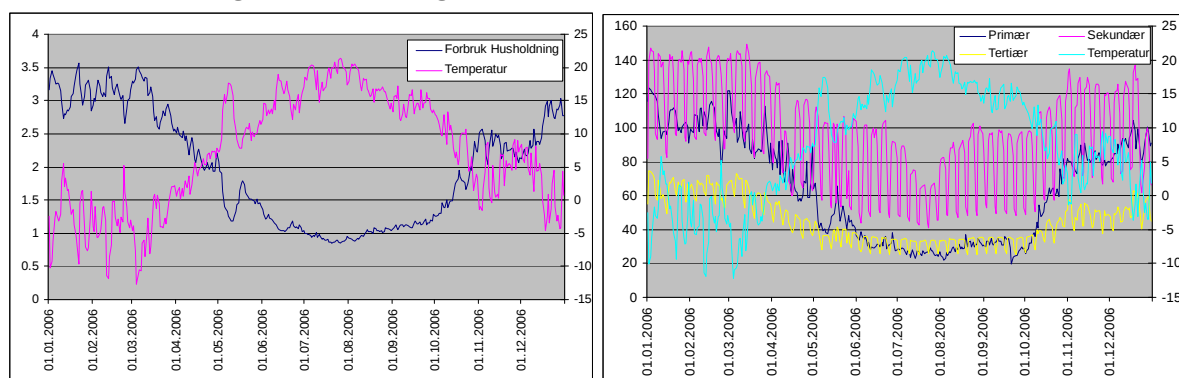
Basert på informasjon om de timesmålte kundene fra Skagerak nett, har vi i Figur 1 vist hvordan gjennomsnittlig døgnforbruk i ulike kundegrupper i alminnelig forsyning og gjennomsnittlig døgntemperatur varierte over året. Vi har delt figuren i to; en for husholdninger og en for næringskunder. Av figuren ser vi at det er stor variasjon i gjennomsnittlig døgnforbruk i husholdningene over året, og at det er en sterk negativ korrelasjon mellom gjennomsnittlig utetemperatur og gjennomsnittlig døgnforbruk, med en korrelasjonskoeffisient på $\pm 0,97$ (se også

¹ De resultatene som presenteres her stammer fra flere ulike analyser og publikasjoner. Det vil derfor være variasjoner i tidsperiode, deflateringsår, layout og språk. Det vil også være andre institusjoner som har utgitt publikasjoner med relevant informasjon, ikke minst NVE og Statnett. Grunnet begrenset tid og ressurser vil denne rapporten kun omhandle informasjon fra Statistisk sentralbyrå.

avsnitt 3.1). For eksempel resulterte den varme perioden i begynnelsen av mai 2006 i en kraftig reduksjon i elektrisitetsforbruket.

For næringskundene er gjennomsnittlig døgnsforbruk høyest i sekundærnæringene (industrien) og lavest i de tjenesteytende næringene (tertiærnæringene), med unntak av midt på sommeren når primærnæringene (jord- og skogbruk, fangst og fiske) har lavere forbruk. Vi ser også at forbruket i sekundær- og terciærnæringene varierer kraftig over uken ved at forbruket i helga er lavt i forhold til på ukedagene. Variasjonen i primærnæringene ser ikke ut til å ha slike klare ukemessige svingninger, men ser snarere ut til å følge temperatursvingningene svært tett. Siden en stor andel av strømforbruket i primærnæringene trolig går til oppvarming av tilholdssted for dyr, er det rimelig at det er en nær sammenheng mellom temperatur og strømforbruk. De andre næringene følger ikke temperatursvingningene like tett, selv om det er klare sesongmessige variasjoner i forbruket.

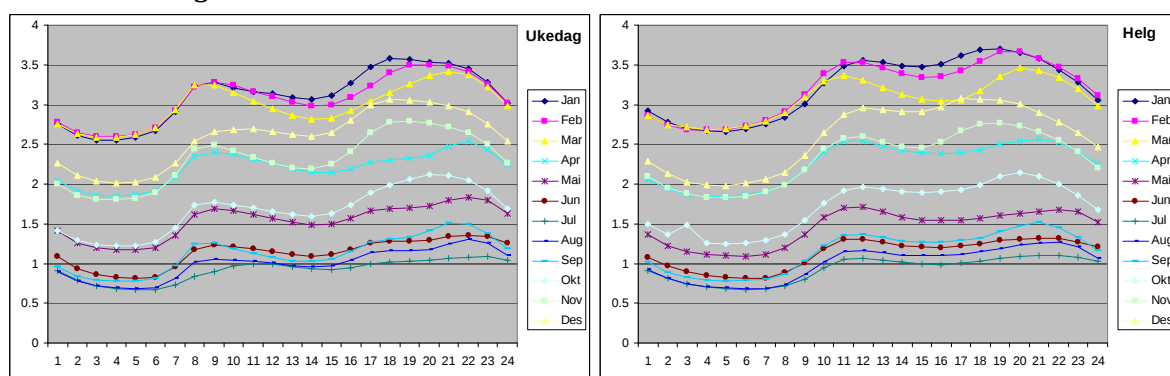
Figur 1. Gjennomsnittlig døgnsforbruk og døgntemperatur over året for husholdnings- og næringskunder i utvalget. kWh/time, °C. 2006



Kilde: Skagerrak nett.

Det er rimelig å anta at forbruket varierer over døgnet, og at denne døgnsprofilen endres over året, ettersom behovet for oppvarming og belysning endres med sesongene. Det innebærer at belastningen på nettet også vil variere over døgnet og året. Dette er illustrert i figur 2 for husholdningskunder.

Figur 2 Gjennomsnittlig timesforbruk for husholdningskunder over døgnet i ukedager og i helgene. kWh/time. 2006



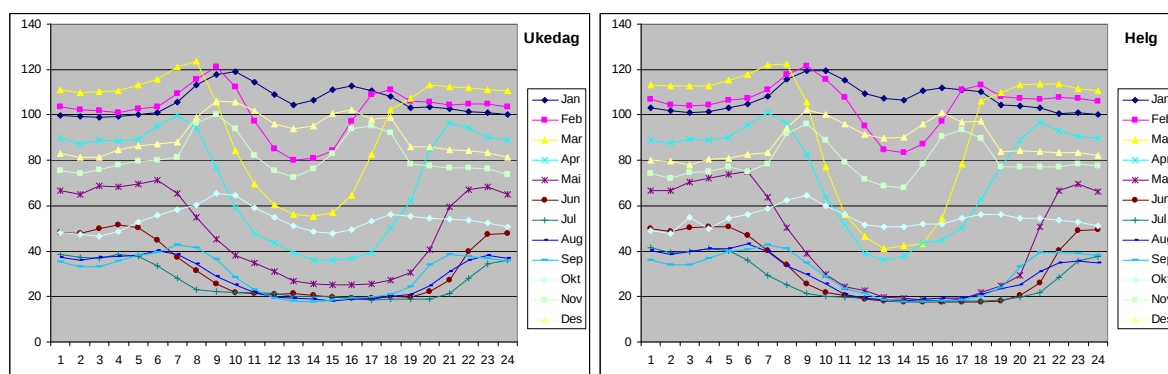
Kilde: Skagerrak nett.

Husholdningene har sitt høyeste forbruk på ettermiddag og kveld i alle årets måneder for ukedager og helger. Tidspunktet for morgentoppen ligger stort sett i time 9 over hele året (forbruket i time 8 og 10 er dog ikke så mye mindre), mens ettermiddagstoppene varierer avhengig av årstiden (fra time 18 i januar til time 23 i juli). Ettermiddagstoppene er noe høyere enn morgentoppene, men ikke mer enn ca 10 prosent høyere i den kaldeste januarmåneden. Forbruksnivået er høyere om vinteren enn om sommeren, ettersom behovet for oppvarming og belysning er større. Antall timer mellom morgen- og

kveldstoppen i forbruket øker utover våren. Det er rimelig å anta at dette har sammenheng med at behovet for belysning og oppvarming reduseres på våren og sommeren. Det er også en tendens til at variasjonen i forbruket er mindre om sommeren enn om våren.

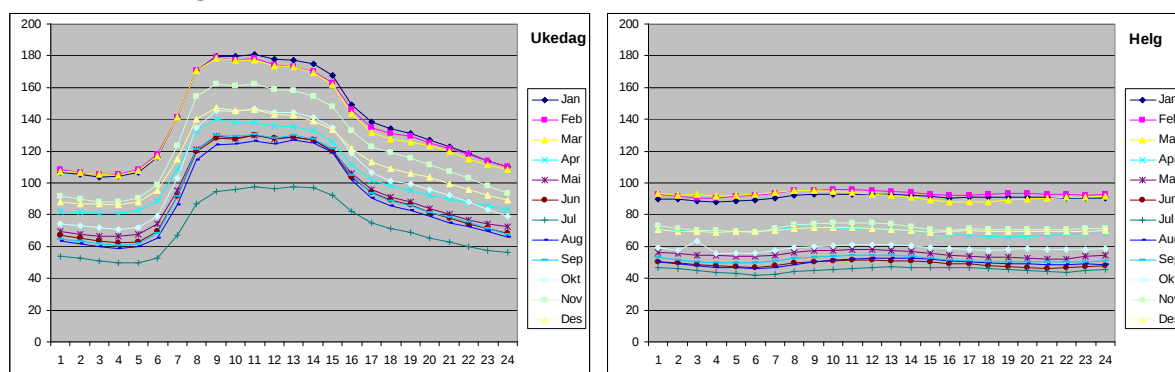
Figurene 3 - 5 viser hvordan gjennomsnittlig timesforbruk over døgnet i ukedager og helger varierer fra måned til måned for primær-, sekundær- og tertiærnæringene. Figur 3 viser variasjonen i døgnforbruket i primærnæringene. Vi ser at forbruksmønsteret over året varierer mye i denne sektoren. I de kaldeste månedene er nattforbruket høyt, og det er mindre forskjell mellom natt- og dagforbruk enn etter hvert som vi kommer ut på våren. Da blir forskjellen i forbruk over døgnet større ettersom temperaturvariasjonen over døgnet øker. Nattforbruket synker også gradvis utover våren ettersom behovet for oppvarming reduseres. Et annet interessant trekk er at antall timer mellom morgen- og kveldstoppen øker ut over våren med lengden på dagene og reduksjonen i behovet for oppvarming. På sommeren er nattforbruket og differansen mellom natt og dag lavest, og avstanden mellom morgen- og kveldstoppen lengst. Vi ser også to forbrukstopper som trolig skyldes morgen- og ettermiddagsstellet av dyr. Dette tyder på at strømforbruk i primærnæringene i stor grad er drevet av stell og oppvarming av areal for husdyrhold. Sammenligner vi forbruksmønsteret i helgene med forbruksmønsteret i ukedagene er det liten forskjell, som forventet, i og med at store deler av forbruket går til oppvarming og at dyrestellet også gjøres i helgene.

Figur 3 Gjennomsnittlig timesforbruk for primærnæringene over døgnet i ukedager og i helger. kWh/time. 2006



Kilde: Skagerrak nett.

Figur 4 Gjennomsnittlig timesforbruk for sekundærnæringene over døgnet i ukedager og helgene. kWh/time. 2006



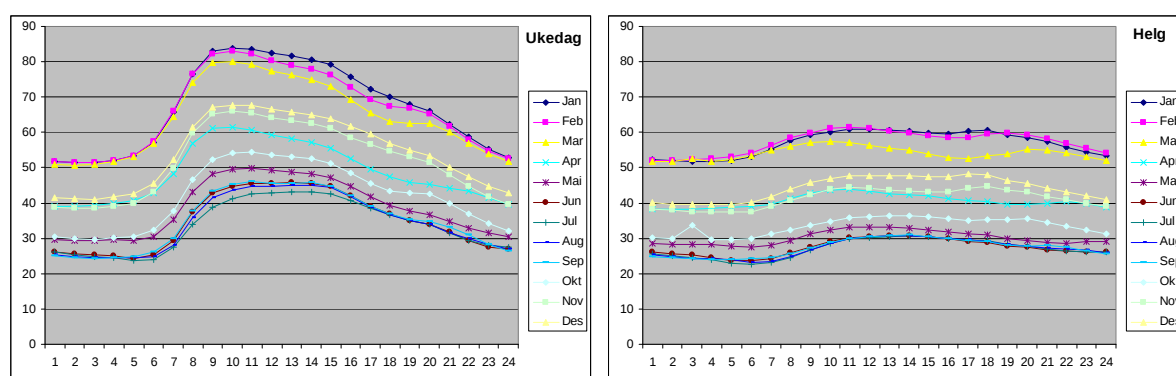
Kilde: Skagerrak nett.

Figur 4 viser sekundærnæringenes gjennomsnittlige timesforbruk over døgnet for ukedager i ulike måneder. Forbruket er høyest i de kalde vintermånedene, men variasjonen i forbruket over døgnet ser ut til å følge samme mønsteret hele året. Forbruket er klart lavere på natten, for så å stige raskt når

produksjonen starter. Deretter faller forbruket utover kvelden når produksjonen har opphørt. Det er en klar reduksjon i forbruket i juli, under fellesferien, hvor forbruksnivået er klart lavere enn i de andre varme månedene, men har den samme forbruksprofilen. Sammenligner vi døgnprofilen i ukedagene med døgnprofilen i helgene for sekundærnæringene, ser vi at forbruksmønsteret endrer seg mye og er tilnærmet helt flatt i helgene. Det indikerer at det foregår lite produksjon i disse næringene i helgen. Forbruksnivået er høyest i de kalde månedene, middels på høsten og våren, og lavest ettersom oppvarmingsbehovet reduseres. Det indikerer at helgeforbruket i stor grad er styrt av behovet for oppvarming, kjøling av produksjonen og ”stand by”-forbruk.

Figur 5 viser gjennomsnittlig timesforbruk for tertiærnæringene for henholdsvis uke- og helgedager fordelt på ulike måneder. Forbruksmønsteret over døgnet på ukedagene har tilnærmet samme form over hele året i de tjenesteytende næringene, men forbruksnivået er høyere i de kalde vintermånedene. I helgene er variasjonen over døgnet er langt mindre, og nivået er høyest i de kalde vintermånedene.

Figur 5 Gjennomsnittlig timesforbruk for tertiærnæringer over døgnet i ukedager og i helgene. kWh/time. 2006



Kilde: Skagerrak nett.

2.1.2 Oppsummering

- Forbruket avhenger klart av utetemperaturen både hos husholdningene og hos de fleste næringskunder. Denne temperaturfølsomheten er svært sterk hos husholdningene og kundene i primærnæringene, hvor andelen av forbruket som går til oppvarming er relativt høy.
- Næringskundene responderer ulikt på temperaturforhold, og er ulike med hensyn til hvordan ferier og helligdager påvirker forbruket av strøm.
- Primærnæringene skiller seg ut på mange måter. De bruker mest strøm om natten, mens forbruket går ned midt på dagen. De har ingen klar forskjell i forbruksmønsteret over døgnet mellom ukedager og helger. De store variasjonene i forbruket over døgnet kommer på våren når temperaturvariasjonene er størst.
- Sekundær- og tertiærnæringene ser ut til å ha tilsvarende forbruksmønster over døgnet; lavest om natten, for så å stige raskt når virksomheten starter om morgenen.
- Forbruksvariasjonen over døgnet er større i sekundærnæringene i gjennomsnitt.
- De fleste næringskundene har en forbrukstopp fra kl 8-10. Det er likevel store forskjeller i forbruksmønsteret innenfor ulike næringer. Det er imidlertid en generell tendens at forbruket reduseres utover dagen etter forbrukstoppen om morgenen med en relativt markert nedgang rundt time 16 og 17 (primærnæringen avviker fra dette).
- Husholdningene har to forbrukstopper og bruker mest strøm om morgenen og ettermiddagen. Tidspunktet for toppen som kommer om morgenen ligger stort sett fra kl 8 til 9 over hele året (kl 7 – 8 og 9-10 er dog ikke så mye mindre), mens ettermiddagstopperne varierer avhengig av årstiden (fra kl 17 til 18 i januar til kl 22 til 23 i juli). Ettermiddagstopperne er noe høyere enn morgentopperne for husholdningskundene.
- Siden næringskundenes forbruk synker betraktelig før husholdningenes ettermiddagstopper inntreffer, ser det ikke ut til at husholdninger og næringskunder har sine høyeste forbrukstopper

samtidig. Husholdningenes morgentopp sammenfaller imidlertid med de aller fleste av næringskundernes forbrukstopp i timene rundt kl 8 til 10.

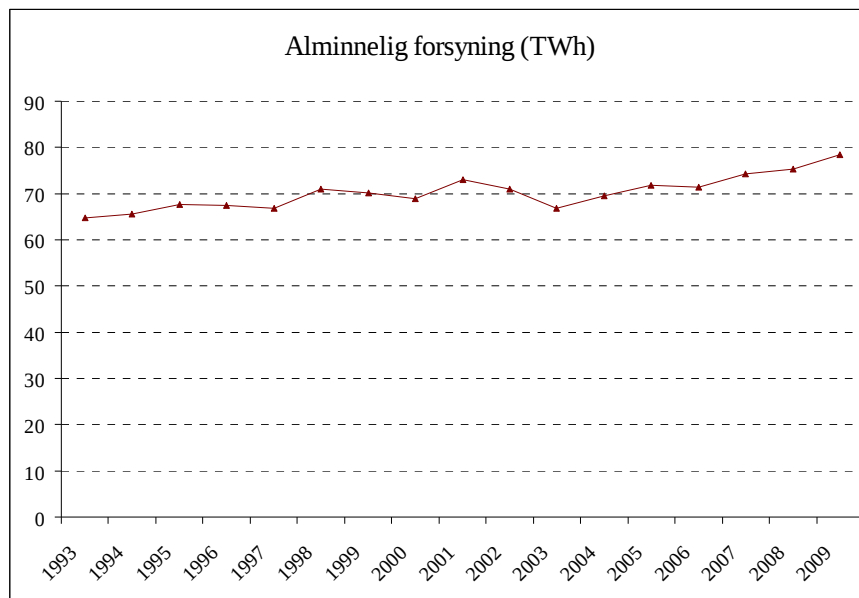
Betydning for belastningen i nettet av forbruksvariasjoner i den enkelte sektoren vil, i tillegg til variasjonene i gjennomsnittlig timesforbruk, også avhenge av antall kunder, dvs. andelen av den totale kundemassen som har dette forbruksmønsteret. For eksempel er det store variasjoner i forbruksmønsteret i primærnæringene både over døgnet og over året. Dette er imidlertid en relativt liten sektor, som i dette nettområdet (for Skagerrak nett) kun utgjør fire prosent av de timesmålte næringskundene. Svingninger i forbruket i denne sektoren vil derfor være av mindre betydning for den totale lasten i nettet enn svingninger i en større sektor, som for eksempel husholdninger eller tertiærnæringen. Forbruksmønstrene i de store kundegruppene vil dominere bildet for det løpende forbruket i alminnelig forsyning. Husholdningene har dermed en ikke ubetydelig påvirkning på totalforbruket selv om de har det laveste gjennomsnittlige forbruksnivået av alle sektorene. Dataene indikerer at eventuelle effektopper mest sannsynlig vil opptre på morgenen mellom kl 8 og 10 i de kaldeste vintermånedene.

2.2 Energiforbruk i alminnelig forsyning

Statistisk sentralbyrås Energistatistikk gir informasjon om utviklingen i forbruket over tid i ulike deler av alminnelig forsyning. Mesteparten av denne statistikken er på landsbasis, men noe finnes også fordelt etter fylker. Vi vil bruke de tallene vi har på fylkesbasis til å vurdere eventuelle problemer med å overføre resultatene på landsbasis til Hordalands-regionen spesielt.

Vi starter med å se på utviklingen i årsforbruket i alminnelig forsyning på landsbasis fra tidlig på nittitallet og frem til i dag (se figur 6). Tallene er aggregert på bakgrunn av månedstall fra energistatistikken (se figur 7 for fordelingen på ulike måneder).

Figur 6. Årlig forbruk i alminnelig forsyning i perioden 1993 til 2009. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

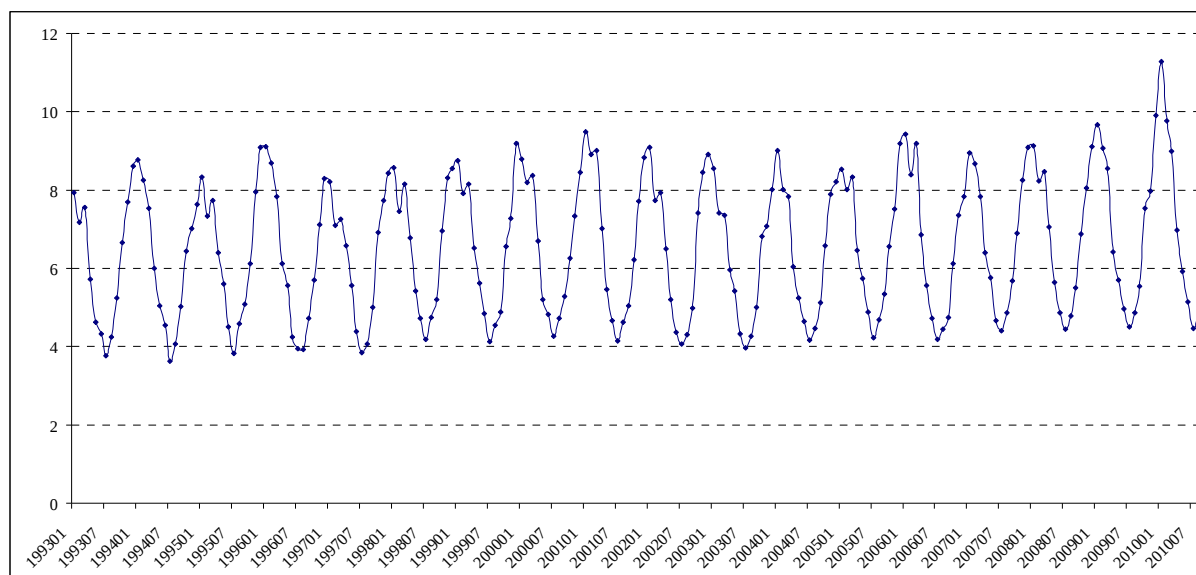
Vi ser at det har vært en svak stigning i forbruket i alminnelig forsyning over denne 17-årsperioden på litt i overkant av 21 prosent.² Vi ser også nedgangen i forbruket etter de høye strømprisene vi opplevde etter vinteren 2001/2002, og at mesteparten av forbruksøkningen har kommet fra 2003 og

² Sett i historisk perspektiv er denne økningen relativt beskjeden (se for eksempel figur 14).

frem til i dag. Vi ser at det er noen variasjoner fra år til år, noe som kan skyldes mange forhold. For å få indikasjoner på hvordan temperaturen spiller inn i disse tallene, har vi i figur 7 plottet månedsforbruket i alminnelig forsyning i denne perioden.

Vi ser av figuren at det først og fremst er vinterforbruket som har økt i løpet av denne perioden, mens veksten i sommerforbruket er svakere. Vi ser bl.a. at forbruket i desember 2009, samt januar og februar i 2010 var høyere enn i hele den tidligere perioden. Dette henger sammen med den relativt kalde vinteren vi opplevde. Generelt ser forløpet på kurven for årsforbruket ut til å henge nøye sammen med forløpet for vinterforbruket. Dette tyder på at mange av de variasjonene vi ser i strømforbruket i alminnelig forsyning i denne perioden henger sammen med endringer i bruk av strøm til oppvarming i de kalde vintermånedene, hvor behovet varierer fra år til år med temperaturforholdene. Dette gjenspeiler det bildet vi hadde av hvordan effektbehovet varierte med temperaturen (se diskusjonen av figur 1), hvor korrelasjonen på kort sikt mellom strømforbruk og utetemperatur var svært høy spesielt for husholdningskundene. Selv om mye av variasjonene i årsforbruket skyldes variasjoner i temperatur fra år til år, ser vi at det er en tendens til at forbruket øker over tid, også sommerforbruket. Dette skyldes bl.a. økt befolkning og økonomisk vekst.

Figur 7. Månedlig forbruk i alminnelig forsyning, TWh. 1993 - 2010

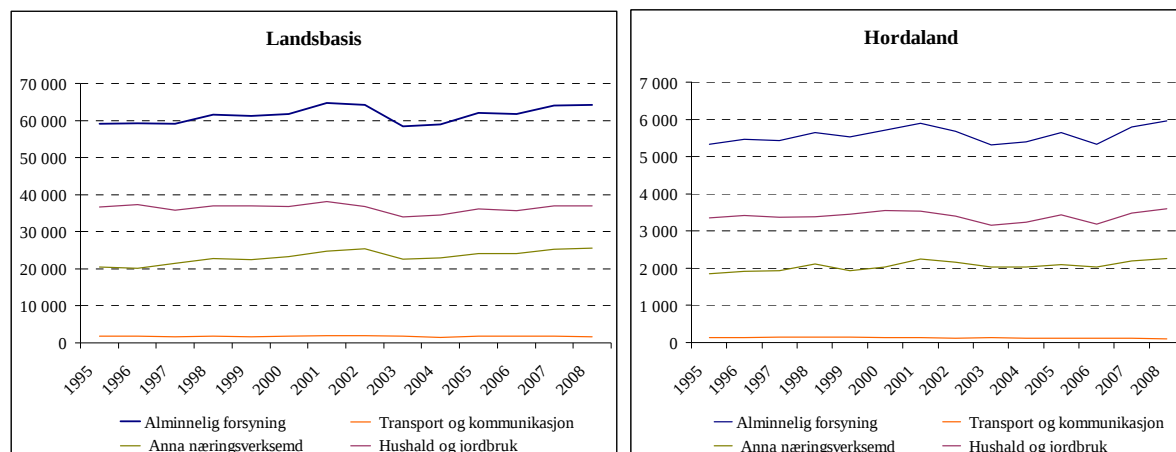


Kilde: Statistisk sentralbyrå

For å se hvordan utviklingen fordeler seg på ulike sektorer har vi i figur 8 gjengitt utviklingen i årsforbruket etter ulike næringer i alminnelig forsyning. Denne informasjonen finnes også fordelt på fylker i energistatistikken, noe som gir oss mulighet til å se om utviklingen i Hordaland avviker fra trenden i landet ellers. Vi ser av figuren at både husholdningene og annen næringsvirksomhet ser ut til å følge tilnærmet de samme trendene i forbruksutviklingen, noe som tyder på en felles driver bak store deler av utviklingen. Fra diskusjonen av figur 1 og figur 7 er det derfor rimelig å anta at utetemperaturen, økt befolkning og økonomisk vekst er svært viktige drivere for denne utviklingen. Vi har hatt store endringer i energiprisene og inntekten i løpet av denne perioden. Dette er også en periode hvor vi har sett en stadig utvikling i form av mer energieffektivt utstyr. For å kunne ha forventninger om utviklingen i forbruket fremover, er det av den grunn viktig å forstå hva som driver variasjonen i forbruket over tid, og hvor kraftige de ulike driverne er.

Det ser ut som om forbruksutviklingen i alminnelig forsyning i Hordaland ikke avviker nevneverdig fra forbruket i alminnelig forsyning i alt, verken i endringen over tid eller for de ulike sektorene (se figur 8). Vi antar derfor at, når det gjelder alminnelig forsyning, vil de resultatene vi finner på data for hele landet gi en god indikator for hva vi vil forvente skjer i Hordalands-regionen.

Figur 8. Årlig forbruk i alminnelig forsyning og fordelt etter næring, GWh³. 1995 - 2008



Kilde: Statistisk sentralbyrås statistikkbank.

3. Drivere bak utviklingen

Vi har gjort flere analyser av driverne bak utviklingen i strømforbruket. Mesteparten av disse analysene er gjort på husholdningenes energi- og elektrisitetsforbruk, hovedsaklig basert på årsdata, men også noe på timesdata. Vi har også gjort noen analyser av hvordan timesforbruket i andre sektorer i alminnelig forsyning varierer med ulike faktorer (se Ericson og Halvorsen, 2008c). For å få en god oversikt av hva som driver variasjonene i effektforbruket gjenstår det fremdeles en god del analysearbeid. Det ser ut som om noen av drivkreftene er relativt enkle å identifisere, som for eksempel temperatur og sesongvariasjoner i forbruket. For andre drivkrefter, og da spesielt pris, har det vært vanskelig å få ordentlig tak på for enkelte sektorer uten mer dyptgående analyser. I dette notatet presenteres kun resultater som er rimelig robuste.

Energipriser har flere effekter på forbruket, både som en av de viktigste drivkreftene bak utviklingen i forbruket og som mekanisme for klarering av markedet. I dette notatet diskuteres prisers betydning som drivkraft bak utviklingen i strømforbruket i alminnelig forsyning. Prisfølsomhetens rolle for allokeringen av strøm mellom kunder og over tid i kraftmarkedet blir omtalt i Halvorsen (2011).

3.1 Effektforbruket i alminnelig forsyning

Basert på måledata fra Skagerak energi for 2006 har vi gjennomført noen regresjoner av hvordan ulike faktorer påvirker forbrukskurver av timesforbruket i ulike sektorer i alminnelig forsyning. De sektorene vi har estimert etterspørselen for er: Husholdninger, Jordbruk og skogbruk, Fiske, fangst og fiskeoppdrett (Primærnæringer), sekundærnæringer som Industri og bergverk, Nærings- og nytelsesmiddelindustri, Tekstil- og bekledningsindustri, Trelast- og trevareindustri, Treforedling, Forlag og grafisk industri, Oljeraffinering, kjemisk og mineralsk industri, Metallindustri, Verkstedsindustri, Bygging av skip og oljeplattformer og Møbelindustri og annen industri, samt tertiærnæringene Bygge- og anleggsvirksomhet, Varehandel, reparasjon av kjøretøyer mv., Hotell- og restaurantvirksomhet, Rørtransport, Utenriks sjøfart, Transport ellers, Post og telekommunikasjon, Finansiell tjenesteyting, Boligtjenester (husholdninger), Forretningsmessig tjenesteyting, og Offentlige og personlige tjenester.

³ Definisjonen av hvilke sektorer som er med i alminnelig forsyning varierer mellom denne og de andre figurene. Strøm til kjelene i treforedling (uprioritert kraft) er med i alle figurer unntatt figur 8, hvor alminnelig forsyning er definert som summen av de sektorene som er gjengitt. Definisjonen er imidlertid konsistent internt i figur 8.

Vi hadde begrenset med bakgrunnsinformasjon om kundene i dette datasettet, og vi kan derfor kun se på effekten av temperatur, pris og sesong (døgn, uke, måneder) for timesforbruket. De forbrukskurvene som presenteres i denne publikasjonen er basert på estimeringer, og kan tolkes som forbrukskurver for variasjonen i forbruket over timer i døgnet, dager i uken og måneder i året, korrigert for endringer i temperatur og pris.⁴

3.1.1 Effekten av prisendringer på effektforbruket

I disse estimeringene hadde vi problemer med å identifisere priseffekten for flere av sektorene fordi vi hadde for liten informasjon om andre forhold av betydning, som for eksempel typen produksjon, priser på innsatsfaktorer, antall ansatte, osv. Jeg vil derfor ikke kommentere estimatene av priselastisitetene i detalj her, i og med at det er relativt stor usikkerhet knyttet til flere av dem. Her vil vi kun gi en oppsummering av hovedtrekkene for de elastisitetene som virker rimelige. Jeg kommenterer heller ikke resultatene for prisfølsomheten i kundegrupper hvor vi har svært få observasjoner, og hvor estimatet av prisfølsomheten derfor er svært usikker. For mer detaljert informasjon, se Ericson og Halvorsen (2008c).

Elastisitetene i denne analysen gir den prosentvise reduksjonen i forbruket når prisen på strøm øker med en prosent. Disse elastisitetene angir den umiddelbare effekten på timesforbruket av en endring i strømprisen fra time til time fordelt på typen priskontrakt kunden har. For husholdningene ligger den kortsiktige direkte priselastisiteten i denne analysen rundt -0,06, med noen unntak. Det innebærer at når prisen øker med en prosent, reduseres forbruket i samme time med litt over en halv promille. Dette er i tråd med hva man har funnet i andre norske analyser av kortsiktig prisrespons i norske husholdninger basert på timesmålte paneldata fra andre steder i landet (se Ericson, 2007 og Graabak og Feilberg, 2004). Vi finner indikasjoner på at prisresponsen er kraftigere i primærnæringene, men flere av disse gruppene er for små til at man kan si noe sikkert om resultatene. Primærnæringen er imidlertid en liten sektor som monner lite i hele alminnelig forsyning, men de kan være viktige på marginen. Nærings- og nytelsesmiddelindustrien er også en næring med relativt prisfølsom etterspørsel på kort sikt, men vi har det samme problemet med litt få kunder i hver gruppe. Sett under ett kan resultatene fra disse estimeringene tyde på at det i de største kundegruppene er relativt liten kortsiktig prisfølsomhet i etterspørselen.

Dessverre kan vi ikke på bakgrunn av disse resultatene si noe om den totale prisfølsomheten over en litt lengre periode, som for eksempel en måned eller et kvartal, siden vi ikke har modellert og identifisert dynamikken i etterspørselen. Vi kan dermed ikke utelukke at vi kan ha relativt stor prisfølsomhet i flere av disse sektorene av mer permanente endringer i strømprisen, bare at den umiddelbare effekten på forbruket i samme time er liten i de fleste sektorene. Det er også stor fare for at vi har problemer med utelatte variable som er korrelert med prisen i denne estimeringen. Derfor er det viktig å være forsiktig med bruk og tolkning av disse priseffektene. Analysen tyder imidlertid på at kortsiktige variasjoner i sluttbrukerprisen kun i liten utstrekning kan bidra til å forklare de *kortsiktige* variasjonene i effektforbruket i store deler av alminnelig forsyning.

3.1.2 Effekten av utetemperatur på effektforbruket

Ericson og Halvorsen (2008c) finner at forbruket er klart korrelert med utetemperatur i de aller fleste av sektorene som utgjør alminnelig forsyning. Temperaturen har imidlertid ikke en entydig effekt på forbruket over hele året, i og med at mange av disse sektorene har et kjølingsbehov når temperaturene begynner å stige utover sommeren. Noen sektorer har også et svært atypisk temperaturmønster, som avhenger av hvordan strøm brukes i produksjonen.

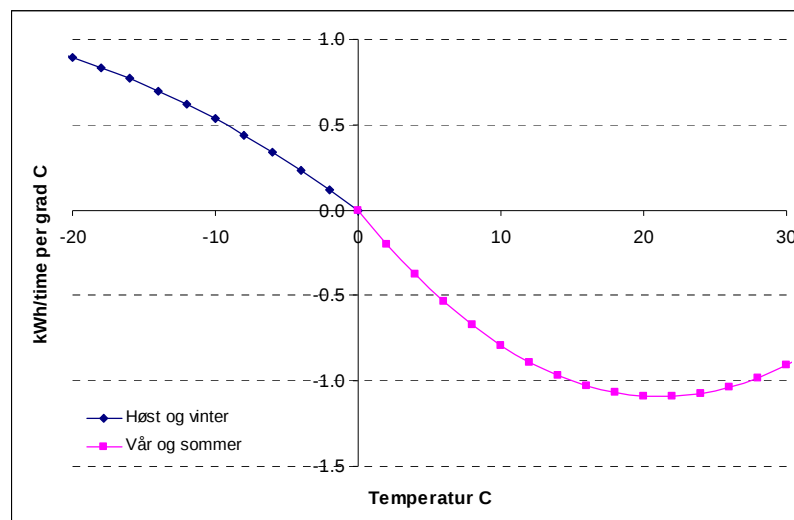
Veldig mange sektorer har et forløp på temperaturfølsomheten som minner om den vi finner for husholdningene.⁵ For å forstå hvordan temperaturen påvirker de kortsiktige variasjonene i forbruket i

⁴ Se Ericson og Halvorsen (2008c) for mer informasjon.

⁵ Det samme forløpet finner vi hos primærnæringene, tekstilindustrien, trelast, vektstedsindustrien, bygg og anlegg og offentlige og personlige tjenester.

disse sektorene, vil vi vise disse sammenhengene for husholdningssektoren. For å oppsummere alle temperatureffektene, har vi tegnet den predikerte effekten på timesforbruket av utetemperaturen ved ulike temperaturer. (Se Ericson og Halvorsen 2008c for mer informasjon). Figur 9 viser temperatureffektene for timesforbruket i husholdningssektoren. Temperatureffektene er målt som avvik i timesforbruket ved en gitt temperatur relativt til forbruket ved 0 C°. Nivået på forbruksendringen leses oppover langs den vertikale akse. Dersom utetemperaturen endres fra 0 til 10 C°, reduseres gjennomsnittsforbruket med i underkant av 0,8 kWh per time (gjennomsnittlig timesforbruk for husholdningene i dette utvalget er 1.97 kWh/time). For enkelhets skyld har vi valgt å illustrere sommerestimatet på den positive delen av akse og vinterestimatet på den negative.

Figur 9: Estimert effekt på timesforbruket for husholdningskunder av endringer i temperatur.
kWh/time, C°



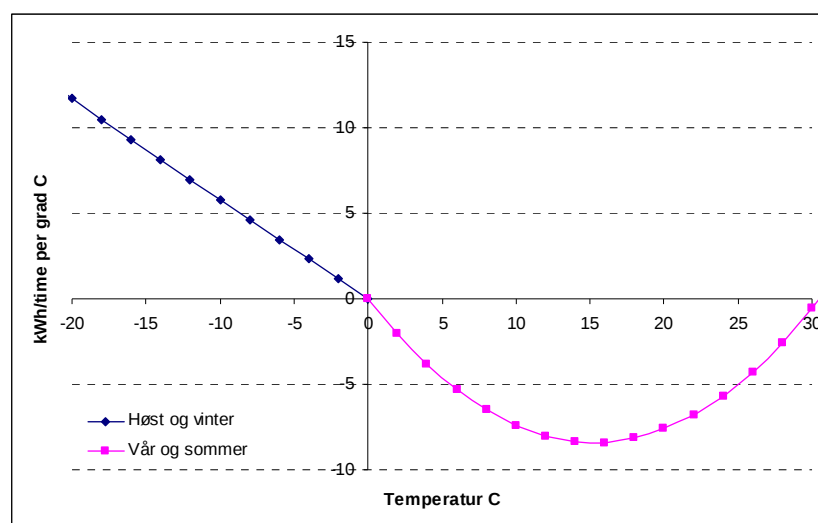
Kilde: Ericson og Halvorsen (2008c)

Vi ser av figuren at når temperaturen øker reduseres forbruket inntil temperaturen når ca 20 C°, for så å øke. Det er trolig flere årsaker til denne økningen. For det første vil det ikke lengre være mer å spare på reduksjon i oppvarming etter hvert som temperaturen ute stiger mot sommertemperaturer. For det andre er forbruket av strøm i fryser og kjøleskap avhengig av innnetemperaturen. Kommer utetemperaturen over 20 grader begynner innnetemperaturen å stige kraftig, og motoren i kjøleskap og fryser må gå oftere. Etter hvert er det også en relativt stor andel husholdninger som har installert varmepumper. Denne varmepumpen kan brukes til luftkjøling om sommeren, og det er rimelig å anta at en del av husholdningene vil benytte seg av denne muligheten. Vi ser også at økningen i forbruket avtar når det blir kaldere. Det er rimelig å anta at det skyldes at man begynner å bruke mer ved og/eller fyringsoljer etter hvert som det blir så kaldt at det elektriske anlegget ikke klarer å varme opp boligarealet tilstrekkelig.

Graden av ikke-linearitet for kalde temperaturer varierer en del mellom sektorene. For flere av sektorene ser det ut som det er en tilnærmet lineær sammenheng mellom temperatur og strømforbruk i den kalde enden av spekteret.⁶ Her har vi vist et eksempel fra Varehandel, hotell og restaurant, som er relativt typisk for disse sektorene (se figur 10). Den tilnærmet lineære sammenheng skyldes trolig at i flere av disse sektorene er strøm eneste energibærer brukt til oppvarming (gjennomsnittlig timesforbruk i denne sektoren er 38.1 kWh/time). Vi ser også at bunnen i forbruksendringen nås før enn hos husholdningene. Dette skyldes nok en mer utstrakt bruk av air-condition i denne sektoren.

⁶ Dette gjelder for nærings- og nytelsesmiddelindustrien, treforedling, forlagsindustrien, møbelindustrien, finansielle tjenester og bolig- og eiendomstjenester.

Figur 10: Estimert effekt på timesforbruket i Varehandel, hotell og restaurant av endringer i temperatur. kWh/time, C°



Kilde: Ericson og Halvorsen (2008c)

Hovedkonklusjonen med hensyn til temperatur er at kortsiktige svingninger i temperaturen er i stand til å forklare store deler av de kortsiktige svingningene i effektforbruket i de fleste av sektorene som utgjør alminnelig forsyning, spesielt i vinterhalvåret. For mer informasjon om hvordan temperaturen påvirker andre deler av alminnelig forsyning, se Ericson og Halvorsen (2008c).

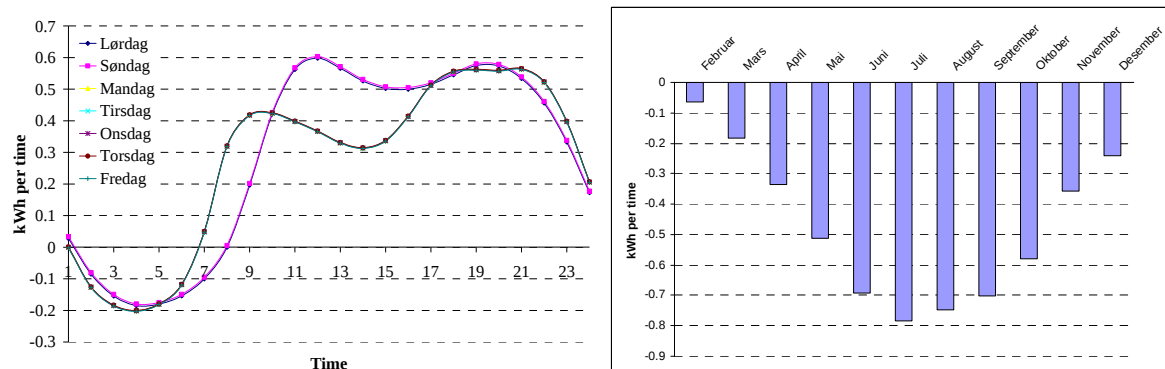
3.1.3 Sesongvariasjoner i effektforbruket

Selv om utetemperatur er viktig for å forklare store deler av variasjonen i forbruket, vil det i de fleste sektorer være regelmessige svingninger i forbruket avhengig av variasjoner i aktiviteten over døgnet, uken og året. Disse sesongvariasjonene i effektforbruket vil kunne variere relativt mye fra sektor til sektor. Det er derfor viktig å forstå disse sesongmessige svingningene i forbruket for å kunne ha forventninger om hvordan forbruket vil utvikle seg videre. Jeg vil gi noen eksempler her for å gi et inntrykk av denne variasjonen. For mer informasjon, se Ericson og Halvorsen (2008c).

Eksempel 1: Husholdningene

Vi starter med å beskrive forbruksstrukturen i husholdningssektoren. Venstre side av figur 11 beskriver hvordan forbruket endrer seg over døgnet i de ulike uke- og helgedagene, korrigert for pris, temperatur, vind, sol, og forskjeller i forbruket mellom ulike måneder. Kurvene viser endringen i forbruket i en time relativt til forbruket i time 1 (fra midnatt til kl 01.00) på mandager. Vi ser at det ikke er store variasjoner i forbruksmønsteret internt på ukedagene eller på helgedagene. Husholdningene står opp tidligere i ukedagene enn i helga. Toppen på morgenen er også høyere i helga, og reduksjonen i forbruket midt på dagen er lavere og starter litt senere i helgene. Aktivitetsnivået på kvelden er tilnærmet like høyt, men man legger seg i gjennomsnitt litt senere i ukedagene. Den siste lille forbrukstoppen ved/etter leggetid i ukedagene kan skyldes at mange setter på vaskemaskinen, oppvaskmaskinen eller tørketrommelen før man legger seg om kvelden. Variasjonen i forbruket over døgnet er på det meste 0.78 kWh per time i helgen, noe som utgjør rundt 30 prosent av gjennomsnittlig timesforbruk i denne sektoren. Det vil si at selv om vi har korrigert for forskjeller i forbruket som følger av temperatur, priser m.m. er det fremdeles relativt store svingninger i forbruket over døgnet som følger av at vi driver med ulike aktiviteter til ulike tider på døgnet. Vi ser at det er liten forskjell i forbruksnivået i ukedagene, men at forbruket er høyere i helga.

Figur 11: Estimert forbrukskurve over døgnet i ukedager, helg og måneder for husholdningskunder. kWh/time



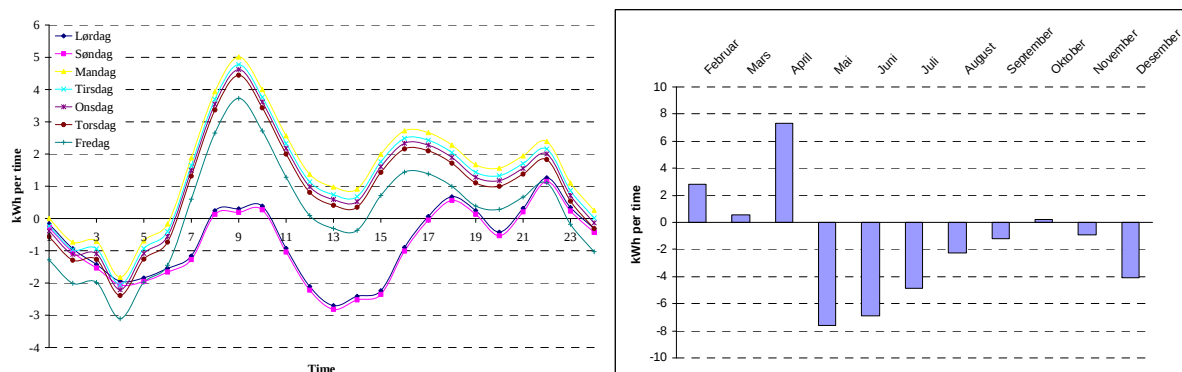
Kilde: Ericson og Halvorsen (2008c)

Høyre side av figur 11 viser hvordan forbruksnivået endrer seg over året relativt til gjennomsnittlig timesforbruk i januar. Vi ser at forbruket er størst i vintermånedene og lavest på sommeren, korrigert for pris- og temperatureffekter. Disse forskjellene skyldes trolig i hovedsak forskjeller i behov for belysning over året, men det kan også tenkes seg at annet forbruk er høyere om vinteren, for eksempel at man gjør flere innendørsaktiviteter eller dusjer lenger i snitt om vinteren.

Eksempel 2: Primærnæringene

Ser vi på primærnæringene, er forbruksmønsteret over døgnet litt mer rotete. Det er tilsynelatende flere forbrukstopper i løpet av kvelden, men en markert forbrukstopp på morgenen. Forbruksnivået ligger lavere i helgen enn i ukedagene. Disse forbruksendringene er imidlertid relativt små sammenlignet med nivået på forbruket i sektoren. På ukedagene er variasjonen i forbruket i løpet av en dag omtrent 7 kWh per time. Dette utgjør rundt 20 prosent av gjennomsnittlig timesforbruk i sektoren, dvs. at forbruket korrigert for temperatur, pris og sesong varierer relativt mindre i denne sektoren sammenlignet med husholdningene. Vi ser at mandag er den dagen med høyest timesforbruk i gjennomsnitt, mens fredag er den ukedagen med lavest gjennomsnittsforbruk.

Figur 12: Estimert forbrukskurve over døgnet i ukedager, helg og måneder for primærnæringene. kWh/time



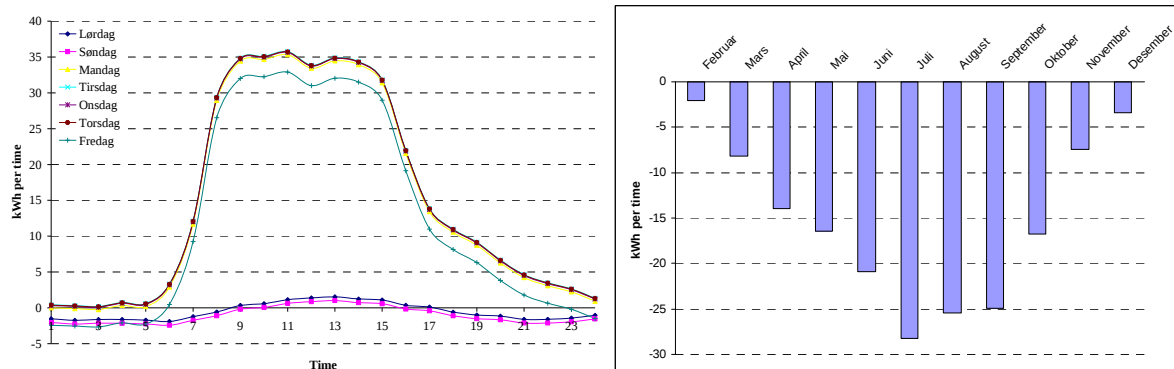
Kilde: Ericson og Halvorsen (2008c)

Det er også vanskelig å se noen struktur i variasjonen i det temperaturkorrigert gjennomsnittsforbruket over året (se høyre side av figuren), annet enn at man bruker minst strøm på sommeren og mest i april. Toppen i april kan ha sammenheng med kalving og lamming, mens reduksjonen i forbruket utover høsten kan ha noe med slakt av dyr å gjøre. Forbruksøkningen på sensommeren og tidlig høst kan også skyldes tørking av for og korn. Reduksjonen i forbruket fra april til mai kan skyldes at dyrene slippes på beite. Her har vi imidlertid for lite informasjon i datasettet om hvilken type produksjon de enkelte bøndene har, til å kunne si noe sikkert om dette.

Eksempel 3: Verkstedindustrien

Verkstedindustrien er også en industri med et klart og stabilt forbruksmønster over døgnet (se venstre side av figur 13). Det er lite variasjon i dette forbruksmønsteret over ukedagene, men med et noe lavere aktivitetsnivå på fredager. Det er en liten antydning til variasjoner i forbruket gjennom helgen, men den er veldig svak. Variasjonen i forbruket over året korrigert for temperatureffekter ser i hovedsak ut til å følge variasjonen i behovet for belysning (se høyre side av figur 13).

Figur 13: Estimert forbrukskurve over døgnet i ukedager, helg og måneder for Verkstedindustrien. kWh/time



Kilde: Ericson og Halvorsen (2008c)

3.1.4 Oppsummering

I denne analysen (Ericson og Halvorsen, 2008c) finner vi at de fleste næringskundene har et relativt stabilt forbruksmønster over døgnet i ukedagene. Virksomheten starter opp på morgenen og har en klar avslutning på ettermiddagen i de fleste av sektorene. Vi finner også at nærings- og husholdningskundene har ulikt forbruksmønster over døgnet og over uka. Hos de fleste næringskundene ser vi en klar start og slutt på dagen, og et betraktelig lavere forbruk i helgene. Mange næringer ser ut til å ha et betydelig lavere aktivitetsnivå på fredagene sammenlignet med resten av uken, og vi finner også at julförbruket er betydelig lavere enn forbruket i de andre sommermånedene som følge av redusert drift i fellesferien. Det finnes imidlertid noen sektorer som skiller seg ut i forbruksmønsteret. Dette gjelder spesielt primærnæringene og forlagsindustrien. Husholdningene på den andre side har høyest forbruk på morgenen og på kvelden, og et høyere dagsforbruk i helgene. Med unntak av morgentoppen, er derfor forbrukstoppene til husholdnings- og næringskundene i ufase. Se Ericson og Halvorsen (2008c) for mer informasjon om forbruksmønsteret i de andre næringene.

Estimeringene av temperatureffektene ser ut til å gi et relativt godt bilde av hvordan meteorologiske forhold påvirker timesforbruket i de aller fleste kundegruppene. Årsaken til at disse effektene er lettere å fange opp enn for eksempel priseffektene, skyldes at det er mindre dynamikk i tilpasningen, og sammenhengen mellom forbruket og temperaturen er enklere. De fleste som bruker elektrisitet til oppvarming (som er den delen av forbruket som påvirkes mest av utetemperatur), har termostater på ovnene sine. Det betyr at forbruksresponsen på kortsiktige temperaturendringer langt på vei er frakoblet menneskelig atferd, og påvirkes kun i den grad man velger å benytte alternativer til elektrisitet i oppvarmingen. Det gjør at sammenhengene er mer direkte for temperatur- enn for priseneffektene, hvor kunden faktisk må være aktiv og endre atferden sin når prisene endres.

Det ser også ut som vi har klart å fange opp hovedtrendene i forbrukskurvene over døgnet og uken i de fleste sektorene, muligens med unntak av primærnæringene. Det gjenstår en del arbeid for å få full oversikt over årsakene til variasjonen i forbruket over året i flere av sektorene, men resultatene gir noen interessante pekepinner for betydningen av ulike faktorer for variasjonen i effektforbruket fra time til time. Det som imidlertid er helt klart, er at temperatur er en svært kraftig driver for de kortsiktige variasjonene i forbruket. Det samme gjelder for variasjoner i aktiviteten (over dag, uke, år). En tredje konklusjon vi er relativt sikre på fra disse analysene er at svingninger i strømprisen fra time

til time kun i mindre grad påvirker variasjonen i timesforbruket. Det er ikke dermed sagt at pris ikke har noen effekt på forbruket over tid, bare at den bidrar lite til å forklare variasjonene fra time til time.

3.2 Årlig energiforbruk i husholdningene

Vi så fra analysene på timesdata at temperaturer var av svært stor betydning for å forklare de kortsiktige variasjonene i strømforbruket, og at vi får svært små priseffekter. På litt lengre sikt (for eksempel på årsbasis) er det rimelig at andre faktorer enn temperatur, bl.a. priser, blir viktigere. Viktigheten av temperatur blir mindre på litt lengre sikt i og med at variasjonene i temperatur fra år til annet er relativt mindre enn mellom sesonger gjennom året. Det er derfor viktig også å se på hva som driver de mer langsiktige trendene i forbruket for å kunne danne forventninger om utviklingen i forbruket fremover.

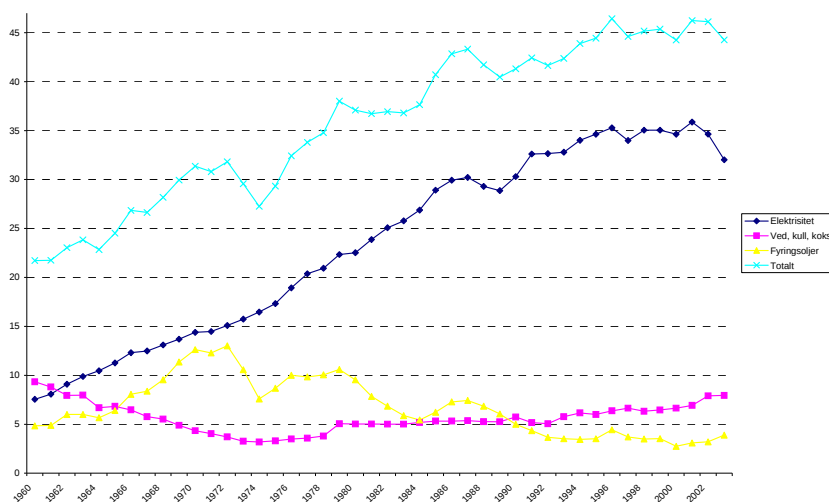
Vi har gjort mange analyser i SSB av hva som påvirker årsforbruket i husholdningene. Dessverre er det gjort svært få analyser av årsforbruket for bedrifter i andre sektorer som inngår i alminnelig forsyning, dvs. bedrifter utenfor kraftkrevende industri. Det innebærer at denne gjennomgangen kun vil omtale drivere bak utviklingen i husholdningenes energiforbruk.

3.2.1 Utviklingen i årlige energiforbruk for husholdningssektoren

Vi har oppsummert mange av de analysene vi har gjort av årsforbruket i husholdningenes energietterspørsel i rapporten ” Norske husholdningers energiforbruk til stasjonære formål 1960 – 2003. En diskusjon basert på noen analyser i Statistisk sentralbyrå” (se Halvorsen m.fl., 2005a og b). Denne rapporten vil danne utgangspunktet for diskusjonen av driverne bak utviklingen i årsforbruket her.

Figur 14 viser utviklingen i totalt energiforbruk til stasjonære formål (boligformål) og forbruket av de ulike energitypene i husholdningssektoren fra 1960 til 2003. Figuren viser at energiforbruket til stasjonære formål, og elektrisitetsforbruket spesielt, økte kraftig i perioden. Vi ser imidlertid også at veksten i energiforbruket har avtatt, og fra midten av 1990-tallet har energiforbruket ligget stabilt på om lag 45 TWh. Vekstraten i elektrisitetsforbruket ble redusert på midten av 1980-tallet sammenlignet med foregående år, og utover på 1990-tallet lå elektrisitetsforbruket stabilt på om lag 35 TWh. Denne stabiliseringen av elektrisitetsforbruket har fortsatt frem til nå (se også venstre side i figur 8).

Figur 14 Totalt energiforbruk til stasjonære formål i husholdningssektoren og fordelt på ulike energibærere, 1960-2003. TWh

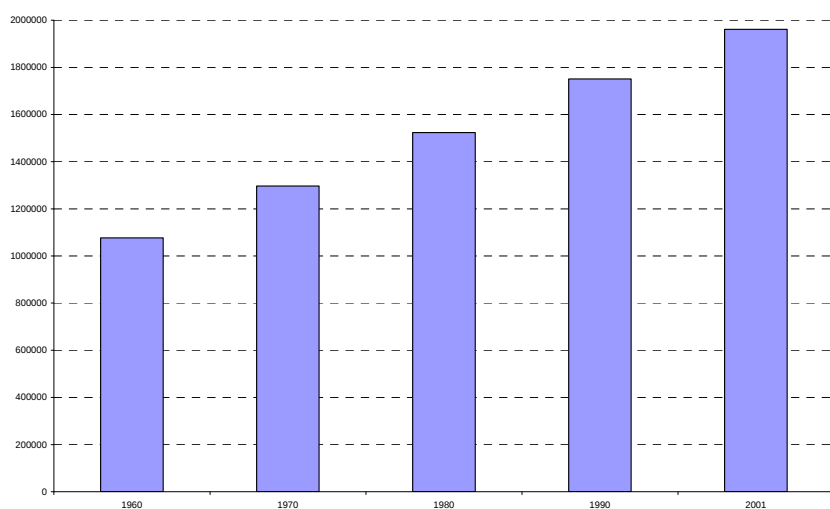


Kilde: Statistisk sentralbyrå (Energistatistikk).

Totalt energiforbruk økte med en gjennomsnittlig årlig vekstrate på 1,6 prosent fra 1960 til 2003. I samme periode var gjennomsnittlig årlig vekstrate -0,5 prosent for oljeforbruket og -0,4 prosent for vedforbruket. For perioden 1960 til 2003 var veksten i elektrisitetsforbruket 24 TWh, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig vekst på 3,4 prosent per år. Husholdningssektorens elektrisitetsforbruk i 1960 var bare om lag 7 TWh, mens det var over 30 TWh i 2003. Husholdningene står i dag for om lag 1/3 av elektrisitetsforbruket i Norge.

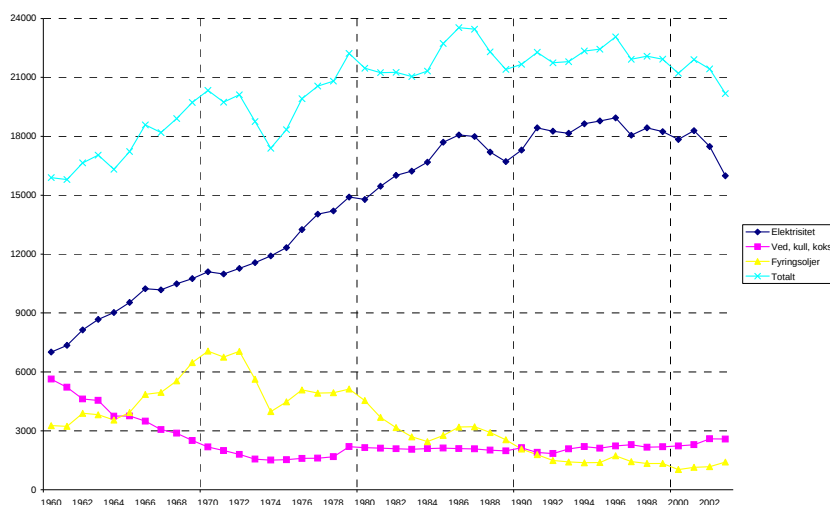
Økningen i energiforbruket skyldes delvis at det har blitt flere husholdninger, og delvis at gjennomsnittlig energiforbruk per husholdning har økt. Antall husholdninger økte i gjennomsnitt med 1,47 prosent per år i perioden 1960 til 2001 (se figur 15). Veksten i antall husholdninger har imidlertid avtatt gjennom perioden, fra 1,9 prosent per år på 1960-tallet til 1,0 prosent på 1990-tallet. Utflatingen av veksten i antall husholdninger har derfor bidratt til utflatingen av veksten og stabiliseringen av energi- og elektrisitetsforbruket i husholdningssektoren.

Figur 15: Antall husholdninger i Norge. 1960-2001



Kilde: Statistisk sentralbyrå, Folke- og boligtellingsen

Figur 16 Energiforbruk til boligformål per husholdning, 1960-2003. KWh nyttiggjort*



Kilde: Statistisk sentralbyrå, Energistatistikk.

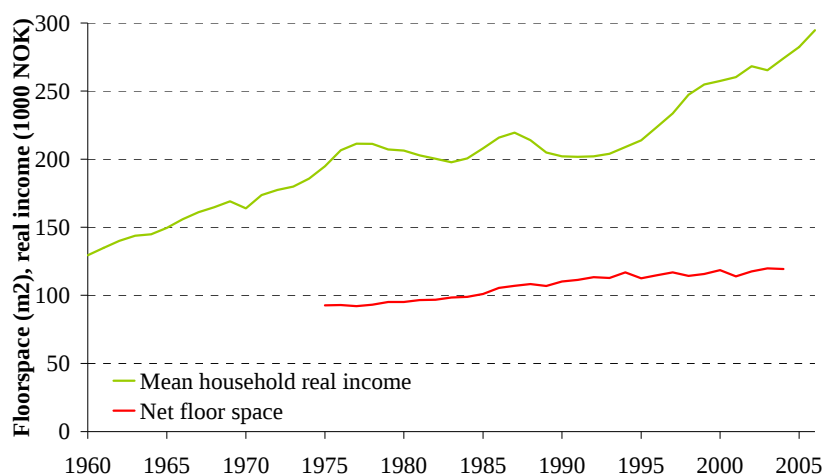
* Tallene er korrigert for virkningsgrad, men ikke for temperaturforskjeller. For fyringsoljer har vi benyttet virkningsgrad 0,73 og for ved, kull og koks 0,65. Totalt energiforbruk inkluderer også fjernvarme.

I tillegg har utviklingen i gjennomsnittlig energiforbruk per husholdning påvirket utviklingen for hele sektoren (se figur 16). Det har vært relativt store svingninger i det gjennomsnittlige energiforbruket per husholdning fra år til år, noe som blant annet skyldes variasjoner i utetemperatur og energipriser. De største variasjonene finner vi i husholdningenes forbruk av fyringsoljer. Oljeforbruket vokste svært mye fram til oljeprissjokket i 1973 (OPEC I), for så å avta. Etter det steg oljeforbruket igjen frem til 1980 (OPEC II), for så å falle kraftig igjen. På midten av 1980-tallet var oljeprisene lave, og vi fikk en liten økning i oljeforbruket. På 1990-tallet og frem til i dag har oljeforbruket i husholdningssektoren vært relativt stabilt. Reduksjonen i elektrisitetsforbruket i 1997 og 2002/2003 har sammenheng med høye strømpriser, mye mediefokus og oppfordringer fra myndighetene om å spare elektrisitet. Det lave elektrisitetsforbruket i 1990 kan skyldes at 1990 var det mildeste året i hele perioden.

3.2.2 Driver bak utviklingen gjennomsnittlig energiforbruk pr husholdning

To av de største driverne bak utviklingen i gjennomsnittsforbruket er priser og inntekt. Disse driverne påvirker forbruket på flere måter, både direkte og indirekte. Indirekte priseffekter kan for eksempel dreie seg om ønske om å bytte til ny teknologi som følger av økende kostnader forbundet med den eksisterende teknologien (se f.eks. effektene av OPEC I og II på oljeforbruket). Utvikling og spredning av nye teknologier krever imidlertid ledige ressurser, som vil være en indirekte inntektseffekt. På sikt vil trolig de indirekte effektene av priser og inntekt overskride de direkte effektene, spesielt de som resulterer i store teknologiomveltninger gjennom oppgradering av boligmassen (både i areal og kvalitet) og kjøp av nytt utstyr til husholdningen.

Figur 17: Utvikling i gjennomsnittlige lønnsinntekt og boligareal. 2005-kroner

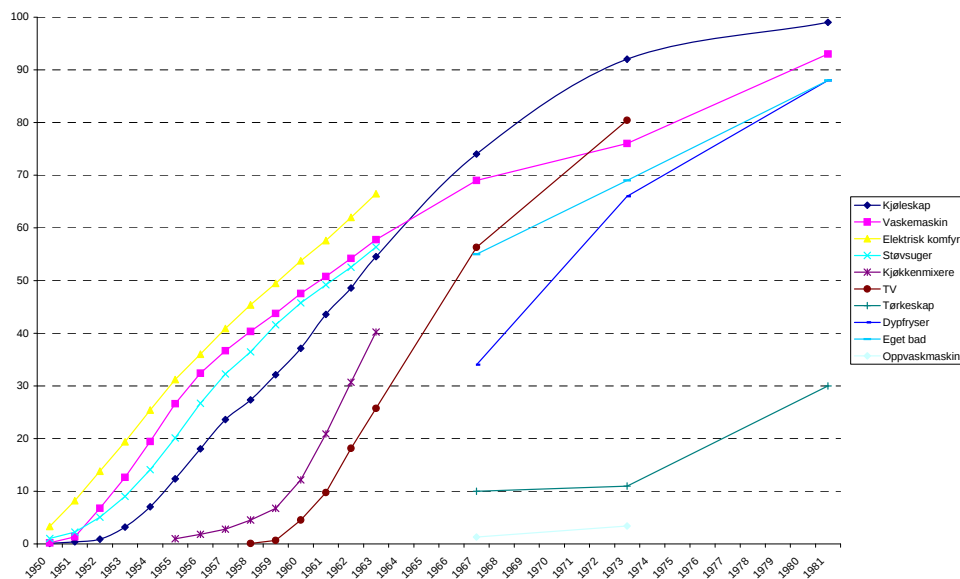


Kilde: Lønnsstatistikken og Forbruksundersøkelsen.

Figur 17 viser utviklingen over tid i gjennomsnittlig lønnsinntekt og boligareal. Vi ser at vi har hatt en kraftig økning i reallønna i denne perioden, noe som bl.a. har ført til en økning i boligarealet i perioden. Vi har også hatt en kraftig økning i beholdningen av elektriske husholdningsapparater og hvitevarer (se figur 18). Denne kraftige økningen i beholdningen av elektriske apparater skyldes ikke bare inntektsveksten, men også en reduksjon i realprisene på flere av disse apparatene. Etter hvert på 80- og 90-tallet flater veksten i beholdningen av disse apparatene ut, etter hvert som de fleste husholdningene har anskaffet disse apparatene (se Halvorsen m.fl., 2005a og b for mer informasjon). Den kraftige veksten i strømforbruket faller nøye sammen med denne veksten i beholdningen av apparater, og veksten i strømforbruket flater også ut når veksten i beholdningen i apparater flater ut. Den kraftige veksten i strømforbruket fra 60- til 80-tallet ser derfor ut som den i høy grad er drevet frem av økt apparatbruk i takt med velstandsøkningen i befolkningen.

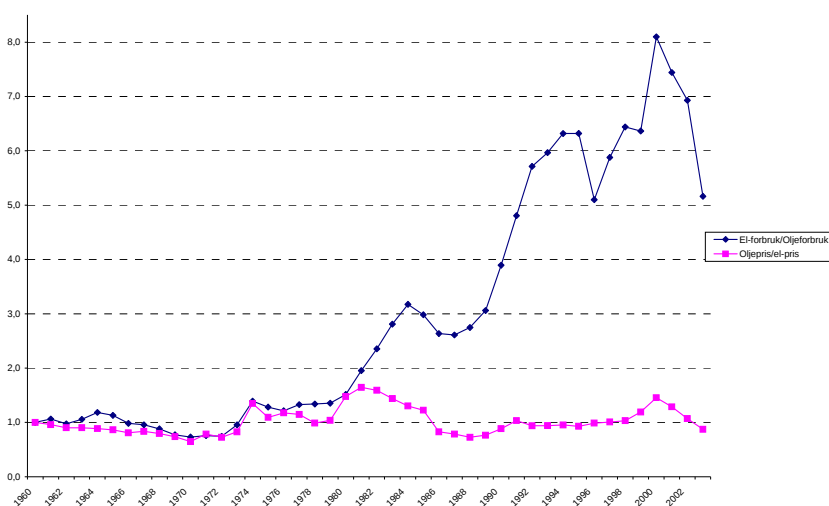
Etter hvert som de fleste har fått seg de apparatene de ønsker, vil nykjøp i stor grad føre til utskiftninger av gammelt utstyr. I og med at energieffektiviteten i all hovedsak er høyere i nye produkter, vil en ytterligere velstandsøkning ikke entydig føre til økt strømforbruk. Utflatingen i forbruket de siste årene tyder på at den energieffektiviseringen som foregår ved utskiftning av husholdningsapparater tilsvarer omtrent økningen i forbruket som nye typer apparater medfører (PC, skrivere, playstation, mobiltelefoner, i-pod, osv.). Det er derfor ikke entydig hvordan velstandsveksten fremover påvirker strømforbruket, men med mindre det kommer nye produkter som bruker mye strøm, er det lite grunn til å tro at man skal få en ny stor vekst i strømforbruket fremover som er drevet av veksten i elektriske husholdningsapparater.

Figur 18: Utviklingen i beholdningen av ulike elektriske husholdningsapparater, 1950 – 1981.



Kilde: Statistisk sentralbyrå, Halvorsen m.fl. (2005a)

Figur 19: Utviklingen i relative energipriser for elektrisitet og olje og utvikling i relativt forbruk av elektrisitet og olje.



Kilde: Statistisk sentralbyrå, Halvorsen m.fl. (2005a)

Energipriser er også en viktig drivkraft bak utviklingen i husholdningenes energiforbruk. For eksempel ser vi en markant nedgang i oljeforbruket etter OPEC I og II (se figur 14 og 16). Vi ser også at oljeforbruket tar seg noe opp igjen mellom OPEC I og II, men etter OPEC II kommer det aldri opp til gamle høyder. Det tyder på at etter OPEC II, som medførte en kraftigere økning i prisene enn OPEC I, ble oljeutstyret i stor grad faset ut og erstattet av ved og elektrisitet til oppvarming. Bruddet i sammenhengen mellom de relative prisene og det relative forbruket mellom olje og elektrisitet som skjedde etter OPEC II kan illustreres på en annen måte, vist i figur 19. Vi ser av figuren at når olje ble relativt mye dyrere enn elektrisitet etter OPEC I, steg elektrisitetsforbruket relativt til oljeforbruket, men etter OPEC II ble denne sammenhengen brutt, og relativt forbruk følger ikke lengre utviklingen i relative priser ettersom oljeutstyr etter hvert ble faset ut.

Dette illustrer hvor kraftig driver relative prisendringer kan være for utviklingen i energiforbruket. Av det følger det at det er viktig å la, for eksempel, eksterne kostnader (eksternaliteter) gjenspeiles i relative priser. Både for å endre sammensetningen av konsumet på kort sikt, men også for å endre valg av teknologi i husholdningsproduksjonen, slik at man etter hvert slutter å bruke goder med uheldige effekter. En alternativ måte å endre produksjonsteknologien ved eksternaliteter på, er å subsidiere investeringer i ny og mer energieffektiv teknologi. Et problem med denne metoden er at endringen ikke drives frem av ønske om å redusere kostnader, men av å høste en gevinst. Det medfører at den energibæreren som blir mer effektiv i bruk også blir billigere i bruk relativt til andre energibærere. Det vil partielt gjøre at man ønsker å bruke mer av denne og mindre av andre energibærere. I tillegg vil man få mer penger å rutte med, og dermed øke konsumet av denne og andre varer. Dette kalles "rebound"-effekter i litteraturen, og det vil være et empirisk spørsmål hvor kraftige disse effektene er. I enkelte tilfeller kan rebound-effektene til og med oppveie de initiale energieffektiviseringseffektene. En indikasjon på dette har vi når det gjelder husholdningenes bruk av luft-til-luft-varmepumper. Analyser på de siste forbruksundersøkelsene tyder på at husholdninger som har luft-til-luft-varmepumper har et høyere strømforbruk enn andre tilsvarende husholdninger (http://www.ssb.no/english/subjects/01/03/10/husenergi_en/). Noe av denne effekten skyldes trolig at investeringen i en slik varmepumpe er mest lønnsom for husholdninger med høyt strømforbruk, men det er også rimelig å tro at investeringen i varmepumpen har ført til mindre bruk av ved, siden varmepumpen er enkel og billig i drift relativt til vedfyring. Vi har imidlertid ikke kommet så langt i disse analysene at vi vet hvor viktige de ulike faktorene er. Vi vet derfor heller ikke hvordan slike subsidier vil påvirke utviklingen i forbruket. Dette er problemstillinger vi vil jobbe mye med i tiden fremover. Fra rent teoretiske betraktninger er det imidlertid ingen tvil om at en økning i kostnadene for goder som har uheldige effekter er mer effektivt enn subsidiering av ny og mer energieffektiv teknologi.

I tillegg til inntekt og energipriser er også andre husholdningskarakteristika viktige for utviklingen i husholdningenes energiforbruk. En faktor kan være viktige ved at en liten endring i faktoren gir stor effekt på forbruket eller ved at det har skjedd stor endring over tid i forklaringsfaktoren. De fleste av de faktorene (utenom de som er relatert til priser og inntekt) som har en innvirkning på husholdningenes energiforbruk (antall husholdningsmedlemmer, hustype, temperatur, etc.) har endret seg lite over tid. Dette gjelder også temperatur, som i seg selv har en stor virkning på forbruket, men hvor den langsiktige trenden er svak. Når det er sagt, hender det at man får enkelte år som avviker markert fra normalen. Eksempler på det er vinteren 2009/2010, hvor det var relativt mye kaldere enn normalen i desember, januar og februar. Det ser vi også tydelig av både forbruket i disse månedene (se figur 7) og også for hele året (se figur 6). Analysene våre tyder imidlertid på at de sterkeste driverne for utviklingen på litt lengre sikt, oppstår som følge av befolkningsvekst, endringer i relative priser og den generelle velstandsutviklingen. Dette gjelder både drivere som fører til økt forbruk og til utfasing og reduksjon i forbruket (jf. husholdningenes bruk av fyringsoljer).

4. Konklusjon

I dette notatet har vi sett på hvordan strømforbruket i alminnelig forsyning varierer over tid; både kortsiktige svingninger over døgnet, uken og året, men også den mer langsiktige utviklingen av årsforbruket over tid.

Temperatur er en viktig driver for de kortsiktige svingningene i forbruket fra time til time. Det skyldes at store deler av alminnelig forsyning bruker mye strøm til oppvarming, og dette forbruket varierer automatisk med temperaturen ute på grunn av termostatsstyring. Prisendringer har mindre innflytelse på variasjonen i forbruket fra time til time, i og med at dette krever en aktiv handling. I tillegg skyldes en stor del av denne kortsiktige variasjonen i strømforbruket sykliske variasjoner; dvs. at man bruker strøm til ulike aktiviteter på ulike tidspunkter. Disse sykliske variasjonene kan også variere over året.

Når det gjelder driverne for den mer langsiktige utviklingen i forbruket, spiller befolkningsutviklingen, økonomisk vekst og endringer i relative energipriser en atskillig større rolle. Mer permanente endringer i prisnivået gjør at strømbrukerne endrer sine vaner og produksjonsmetoder, noe som kan gi store endringer på sikt både i forbruksnivå og sammensetningen av forbruket på ulike energibærere. En del av disse endringene kommer også via investeringer i nytt utstyr; både oppvarmingsutstyr og annet utstyr (husholdningsapparater, produksjonsutstyr, etc.). Disse investeringene avhenger i høy grad av inntekt/inntjening og relative priser, og kan innebære store skift i utviklingen i forbruket. I noen tilfeller vil det kunne øke forbruket, for eksempel ved en markant økning i beholdningen av husholdningsapparater som bruker mye strøm. I andre tilfeller kan det redusere forbruket, dersom gammelt utstyr skiftes ut med nyere og mer energieffektivt utstyr. Oppgraderinger av bygninger og boligmasse er også høyt korrelert med priser og inntekt, og kan også både bidra til å øke forbruket (økt areal, glasstak, åpne løsninger etc.), eller redusere det (bedre isolering, nytt elektrisk anlegg, osv.). Det er grunn til å tro at jo høyere energiprisene blir, jo sterkere vil trykket på energieffektivisering bli, noe som trekker i retning av at investeringer i nytt utstyr og bygningsmasse reduserer forbruket. Det vil være viktig at disse endringene i energieffektivisering drives frem av økte priser (som gjenspeiler eventuelle eksternaliteter i forbruket). Ellers vil vi kunne få uheldige tilbakevirkende effekter på forbruket av den økte kjøpekraften en slik energieffektivisering medfører.

Referanser:

- Ericson, T., (2007). Short-term electricity demand response, Doctoral theses, 2007:53, Norwegian University of Science and Technology.
- [Ericson, T. og B. Halvorsen \(2008a\): "Kortsiktige variasjoner i strømforbruket i alminnelig forsyning. Forbrukskurver basert på timesmålte data fra Skagerak Nett", *Rapporter 2008/50*, Statistisk sentralbyrå.](#)
- [Ericson, T. og B. Halvorsen \(2008b\): "Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?", *Økonomiske analyser 6/2008*, Statistisk sentralbyrå.](#)
- Graabak, I. og Feilberg, N. (2004): "Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT. Analyseresultater", SINTEF, TR A5980.
- [Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken \(2005a\): 'Norske husholdningers energiforbruk til stasjonære formål 1960 – 2003 – En diskusjon basert på noen analyser i Statistisk sentralbyrå'. *Rapporter 2005/37*, Statistisk sentralbyrå.](#)
- [Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken \(2005b\): 'Lys og varme gjennom 43 år: Energiforbruket i Norske boliger fra 1960 til 2003', *Økonomiske analyser 5/2005*, Statistisk sentralbyrå.](#)

Prisfølsomheten i elektrisitetsetterspørselen og dens betydning for strømmarkedet

av

Bente Halvorsen

Innhold:

1. Innledning	2
2. Samspill mellom ulike deler av strømmarkedet	2
2.1 Fordeling av konsumenter på ulike priskontrakter	2
2.2 Gjennomslag av spotpris til sluttbrukerprisene	4
2.3. Samspill mellom spot- og sluttbrukermarkedet	5
2.3.1 Prisfølsomhetens betydning for markedets allokering av effekt	5
2.3.2 Prisfølsomhetens betydning for markedets allokering av energi	6
3 Analyser av etterspørselens prisfølsomhet	7
3.1 Prisfølsomhet i spotmarkedet	8
3.2 Prisfølsomhet i sluttbrukermarkedene	9
3.2.1 Kortsiktig prisfølsomhet	9
Direkte utkobling av varmtvannstanker	10
Timesdifferensiert prising og utkobling av last	10
3.2.2 Langsiktig prisfølsomhet for husholdningene	11
Totalt utgiftssystem	11
Oppsummering av funn fra analyser av pris- og inntektseffekter	12
Varierende elastisiteter over tid	13
4. Oppsummering	14
Referanser:	14
Vedlegg. Avsluttende kommentarer	15

1. Innledning

Statistisk sentralbyrås forskningsavdeling har gjennom flere studier analysert prislelsomheten i elektrisitetsforbruket og hvilken betydning den har for det norske strømmarkedet. Mye av denne forskningen har fokusert på husholdningsforbruket, men det er også gjennomført noen studier som fokuserer på andre deler av alminnelig forsyning. Denne rapporten oppsummerer hovedresultatene fra disse studiene.¹

Det norske elektrisitetsmarkedet er delt i flere markeder, både spot- og sluttbrukermarkeder. I denne gjennomgangen fokuserer vi på analyser av prislelsomheten i spot- og sluttbrukermarkedene separat, samt analyser av hvordan denne prislelsomheten påvirker samspillet mellom de ulike delene av markedet. Kapittel 2 fokuserer på sammenhengen mellom ulike deler av strømmarkedet, mens analyser av prislelsomheten beskrives i kapittel 3.

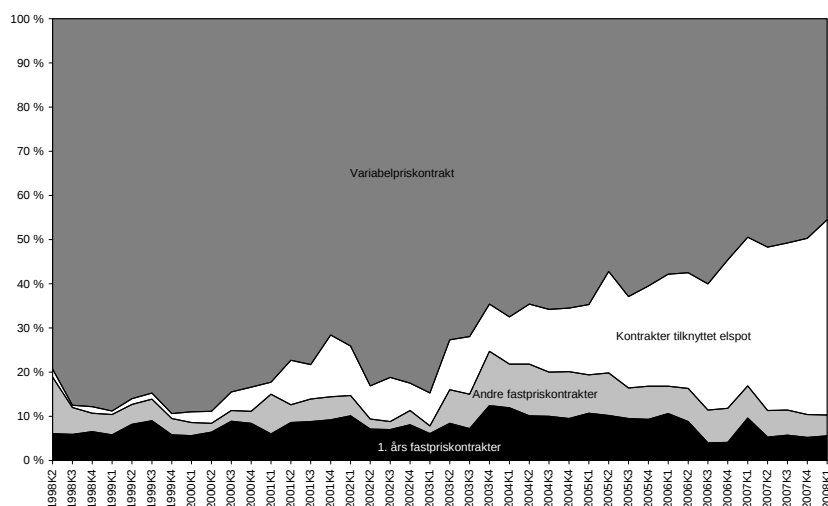
2. Samspill mellom ulike deler av strømmarkedet

Et sentralt element for hvordan elektrisitetsmarkedet fungerer er hvor godt de ulike delene av markedet henger sammen. Det vil bl.a. avhenge av er hvor lang tid det tar fra en endring i spotprisen slår ut i endrede sluttbrukerpriser, hvor store prisendringene blir og hvilken etterspørselsrespons de medfører. I dette kapitlet oppsummeres hovedkonklusjonene i analyser av hvordan disse elementene henger sammen og hvordan de påvirker markedets funksjonsevne.

2.1 Fordeling av konsumenter på ulike priskontrakter

Gjennomsnittshastigheten av endringer i spotprisen til sluttbrukerprisene avhenger av typen priskontrakter sluttbrukerne har. Hovedtyngden av etterspørselen etter strøm i alminnelig forsyning er enten er tilknyttet variabel-, spot- eller fastpriskontrakter. Andelen kunder i ulike næringer på disse kontraktstyper er gitt i figur 1 til 3.

Figur 1. Andelen av husholdningene på ulike strømkontrakter

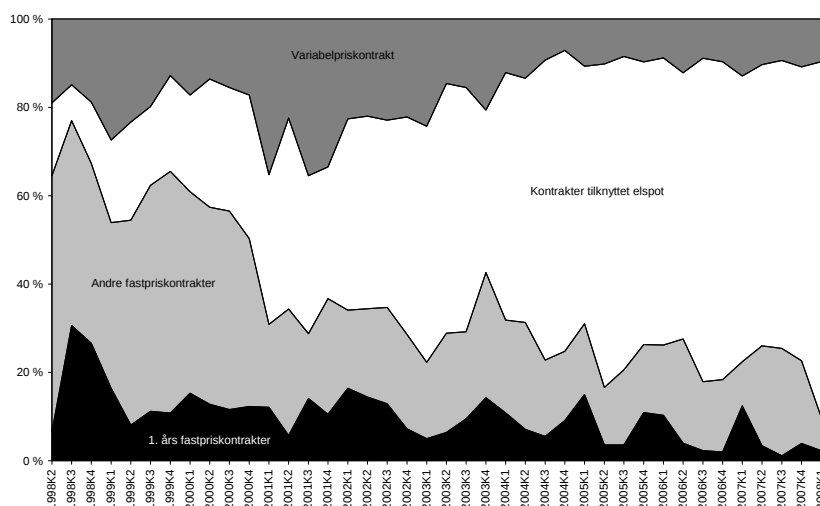


Kilde: Statistisk sentralbyrå.

¹ Denne gjennomgangen tar ikke sikte på å være en fullstendig uttømmende oversikt over de analyser som er gjennomført på temaet i SSB, kun gjengi noen hovedresultater fra denne forskningen. Det eksisterer også mange andre relevante studier, både norske og utenlandske. Denne rapporten begrenser seg imidlertid til å se på studier fra SSBs forskningsavdeling.

Figur 1 viser utviklingen i andelen husholdningskunder med ulike kontraktstyper basert på data fra SSBs kraftprisstatistikk. Figuren viser at variabelpriskontrakten tidligere var den mest vanlige kontrakten for husholdningssektoren, men de siste årene har kontrakter knyttet til spotpris blitt mer vanlig. Kontrakter knyttet til spotpris er nå i ferd med å bli den mest vanlige kontraktstypen. Hovedtyngden av konsumentene knyttet til spotpriskontrakter har månedsspotpriskontrakter. Andelen av husholdningene med spotpris nærmer seg 50 prosent, og har hatt en stigende trend, spesielt etter 2003. Fastpriskontrakter er relativt lite brukt i husholdningene.

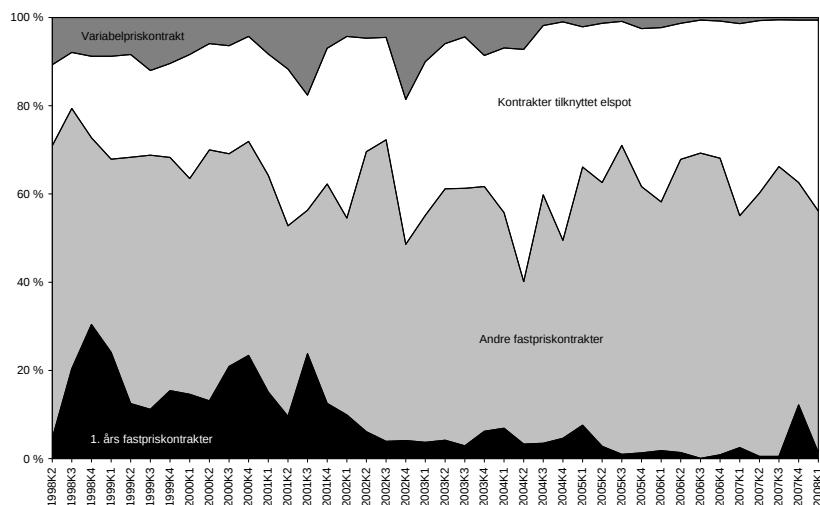
Figur 2. Fordeling av kontraktstyper til tjenesteytende næringer



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 2 viser at andelen for kontraktene knyttet til spotpris er enda høyere for tjenesteytende sektor, opp mot 80 %, og blir stadig mer vanlig i tjenesteytende sektor. Figur 2 viser at deler av tjenesteytende sektor har ønsket den sikkerheten som ligger i fastpriskontraktene, mens husholdningene har hatt liten interesse for denne type kontrakter (se figur 1). Andelen kunder på fastpriskontrakter i tjenesteytende næringer er imidlertid kraftig redusert de senere årene. Fastpriskontraktene brukes mest i industrien, og har ligget på om lag 60 % over lang tid (se figur 3). Kontrakter knyttet til spotpris er om lag 40 % for industrien, og det er svært få kunder igjen med variabelpriskontrakter i denne næringen.

Figur 3. Fordeling av kontraktstyper til industrien.



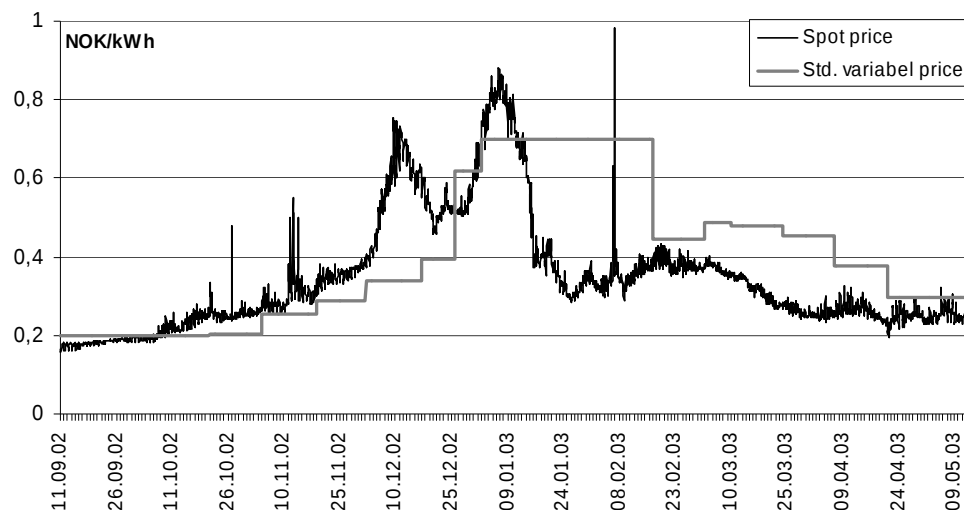
Kilde: Statistisk sentralbyrå.

2.2 Gjennomslag av spotpris til sluttbrukerprisene

Gjennomgangen av andeler av forbruket på de ulike kontraktstypene viser at store deler av sluttbrukermarkedet er eksponert for spotprisen, enten direkte via spotpriskontrakter eller indirekte via variabelpriskontrakter. Hvor lang tid det tar fra spotprisen endrer seg til sluttbrukerprisen endres, varierer mellom de ulike kontraktsformene. For spotpriskontrakter vil endringen være umiddelbar; for kunder knyttet til timesspotprisen endres sluttbrukerprisen i takt med denne, og for kunder knyttet til månedsspotpriskontrakter endres deres sluttbrukerpris i takt med månedsspotprisen. For fastpris- og variabelpriskontrakter vil prisen være fast over lengre perioder av gangen (fra et par uker til år), og i hvilken grad disse kontraktene følger spotprisen avhenger av adferden til strømforhandlerne som forsyner sluttbrukerne.

Figur 5 gir et eksempel fra vinteren 2002/2003 på hvordan nivåendringer i spotprisen etter en stund slår over i en standard variabel priskontrakt fra Hafslund. Figuren viser at spotprisen og variabelprisen følger hverandre relativt bra i perioder hvor spotprisen er stabil, men at avstanden øker i perioder med store endringer i nivået på spotprisen. Etter en stund følger imidlertid sluttbrukerprisen etter. (Se Ericson og Halvorsen, 2010 for mer informasjon).

Figur 5. Spotpris time for time (i Oslo/østlandsregionen) og pris tilbudt fra Hafslund energi gjennom en standard variabel kontrakt, vinteren 2002/2003.



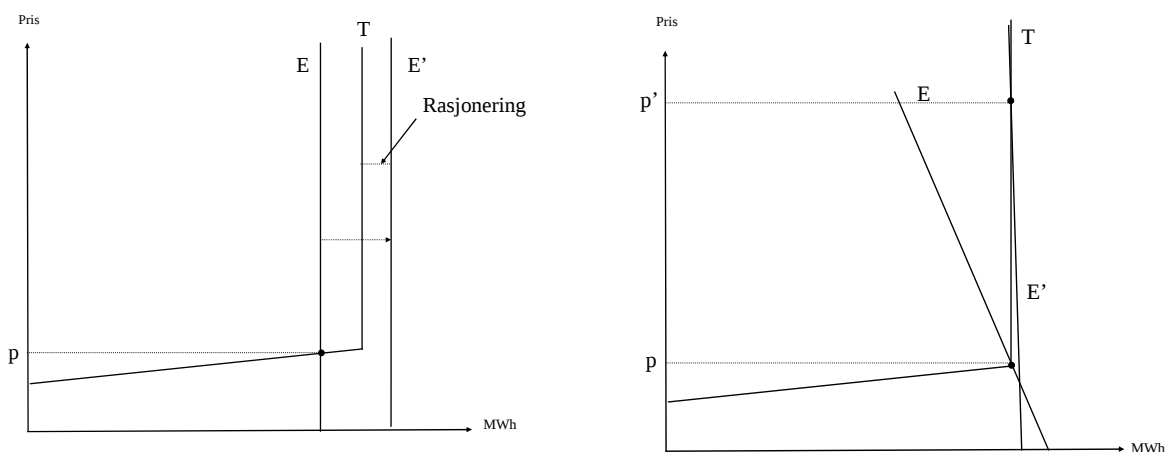
Kilde: Nord Pool Spot AS and Hafslund

Vi har estimert hvor lang tid det tar fra prisendringer i spotmarkedet når gjennom til ulike kundegrupper i alminnelig forsyning (se Ericson m.f., 2008 og 2009 for mer informasjon). Vi finner at de fleste kraftleverandørene, både landsdekkende og lokale, tar omtrent like mye hensyn til endringer i spotprisene når de fastsetter variabelpriskontrakten. I løpet av 2-3 måneder vil mesteparten av endringene i engrosprisen ha slått gjennom til de fleste kundene. Ericson m.f. (2008 og 2009) konkluderer at på *mellomlang sikt* er de norske engros- og sluttbrukermarkedene relativt godt integrerte, ved at endringer i engrosprisene slår over i sluttbrukerprisene i løpet av noen få måneder. På *kort sikt* (fra time til time eller dag til dag) er imidlertid de to markedene tilnærmet atskilte, siden det kun er et fåtall kunder som er eksponert for timespotprisen direkte via sine kraftkontrakter. Det gjør at et flertall av kundene i alminnelig forsyning ikke står overfor priser som gjenspeiler kostnadene ved deres forbruk på kort sikt (fra dag til dag eller time til time).² Ettersom flere konsumenter går over til kontraktstyper knyttet til spotprisen, vil gjennomslagshastigheten trolig øke i tiden fremover. Dette vil avhenge av hvorvidt det blir mer vanlig med sluttbrukerkontrakter knyttet til times- eller

² Se Ericson m.fl. (2008 og 2009) for mer informasjon.

tilbudskurven blir vertikal, dvs. det ikke er mulig å skaffe til veie mer effekt utover dette nivået. Hvor langt utover i diagrammet tilbudskurven ligger, vil avhenge av den installerte effektkapasiteten. Reduksjon i tilgangen på effekt vil dermed skifte tilbudskurven innover i diagrammet. (Se også Ericson og Halvorsen 2007 og 2010 for ytterligere diskusjon).

Figur 6. Tilpasning i spotmarkedet med en fullstendig uelastisk kortsiktig etterspørselskurve (venstre side), og med ulik prisrespons i etterspørselen (høyre side).



Kilde: Ericson og Halvorsen (2007).

I venstre del av figuren er etterspørselen tegnet inn som en vertikal kurve, dvs. at etterspørselen er gitt og det finnes ingen prisrespons på kort sikt. Markedet vil klarere så lenge etterspørselskurven (E) krysser den stigende delen av tilbudskurven (T), dvs. at det er nok effekt i markedet til å dekke den løpende etterspørselen. Dersom etterspørselen skifter ut til (E'), vil markedet ikke lengre klarere og det oppstår behov for fysisk rasjonering. Ved fullstendig uelastiske etterspørselskurver kan man derfor oppleve at markedet ikke klarer i en situasjon med knapphet i tilgangen på effekt.

Fra høyre del av figuren ser vi at med prisrespons i etterspørselen vil spotmarkedet alltid klarere, slik at behov for fysisk rasjonering ikke vil oppstå. Dersom etterspørselen er svært uelastisk vil imidlertid små endringer i etterspørselen føre til store endringer i prisen, spesielt når klarering skjer på den loddrette delen av tilbudskurven. Vi ser også at jo mer prisfølsom etterspørselen (og tilbudet) er, jo lavere blir prisen. Prisen vil også svinge mindre dersom etterspørselen er elastisk.

2.3.2 Prisfølsomhetens betydning for markedets allokering av energi

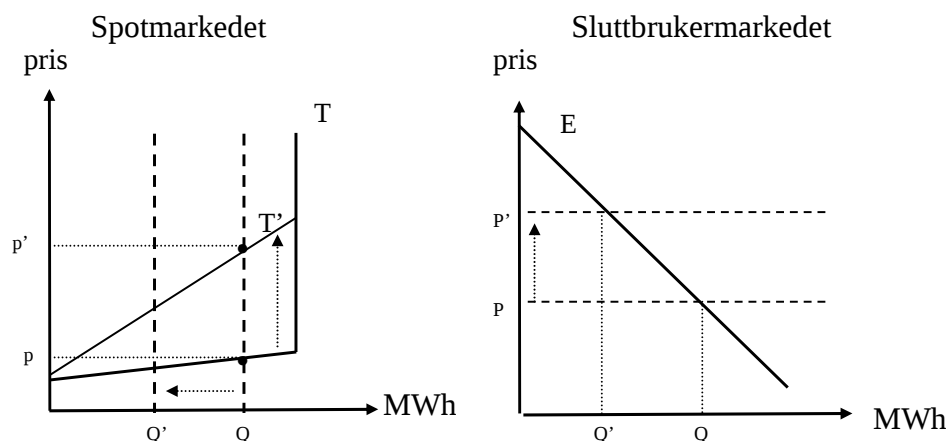
Allokeringen av *effekt* skjer i spotmarkedet fra time til time. Den akkumulerende allokeringen av *energi*. Fra diskusjonen over vet vi at spotmarkedet vil kunne håndtere knapphet på effekt så lenge etterspørselen reagerer på prisendringer. Spørsmålet blir om spotmarkedet også klarer å allokere kraftressursene over en lengre periode.

Figur 7 illustrerer hvordan spotmarkedet allokere vannressursene over en lengre periode. Venstre del av figuren viser spotmarkedet mens høyre del viser hva som skjer i sluttbrukermarkedet. Vi ser på tilfellet hvor den kortsiktige etterspørselen er fullstendig uelastisk (ingen har kortsiktige incentiver til å endre forbruket) og hvor det er tilstrekkelig effekt til å forsyne etterspørselen på kort sikt. Vi sammenligner to situasjoner: en med god tilgang på energi og en med uventet nedbørssvikt og tilhørende potensiell knapphet på energi (Ericson og Halvorsen 2007 og 2010).

I situasjonen med god tilgang på energi vil produsentene by inn en lav tilbudskurve (T) for ikke å risikere å sitte igjen med for mye vann mot slutten av sesongen. I tilfellet med nedbørssvikt vil alternativverdien av vannet i senere perioder øke (se Førsum, 2005, for en mer utfyllende beskrivelse av hvordan produsentens tilpasning avhenger av vannverdien). En rasjonell produsent vil se dette og

kreve en høyere pris for å bruke vannet nå og ikke spare vannet til neste periode hvor verdien av vannet er høyere. Dette er vist ved et skift oppover i tilbudskurven (til T').³ Effektknapphet illustreres m.a.o. ved at tilbudskurven skifter innover i diagrammet, mens knapphet på energi skifter kurven oppover. Dette fører til at spotprisen stiger (fra p til p'). På kort sikt vil ikke konsumentene redusere forbruket, fordi sluttbrukerprisen ikke endres umiddelbart. Dersom kundenes leverandører forventer at situasjonen vil vedvare, vil de i neste runde øke sluttbrukerprisene (fra P til P'), illustrert til høyre i figuren. Kundene vil så tilpasse seg denne nye prisen og redusere forbruket fra Q til Q' . Dette vil så leverandørene ta hensyn til i sin anmelding i spotmarkedet, slik at etterspørselen i spotmarkedet skifter mot venstre.

Figur 7. Tilpasningen i spot- og sluttbrukermarkedet i et system med nok tilgang på effekt



Kilde: Ericson og Halvorsen (2007).

Denne diskusjonen viser at selv om kundenes etterspørsel på kort sikt fremstår som totalt uelastisk i *spotmarkedet*, er det likevel en fleksibilitet i etterspørselen på noe lengre sikt når mer permanente endringer i spotprisen slår gjennom i sluttbrukerprisene. Dette gjelder under forutsetning av at etterspørselen i *sluttbrukermarkedet* ikke er fullstendig uelastisk. Dersom alle aktørene tilpasser seg rasjonelt, vil markedet normalt kunne allokere energiresursene, selv i en knapphetssituasjon.

Dersom etterspørselsresponsen i sluttbrukermarkedet er lav, må kraftprisen være høy for å få tilstrekkelig reduksjon i forbruket. Det kan føre til krav om politisk inngripen i markedet, som for eksempel maksimumspriser til sluttbrukerne. Det vil i så fall innebære at etterspørselskurven blir fullstendig uelastisk for priser over denne maksimumsprisen. Når sluttbrukerprisene ikke kan økes utover dette taket, vil ikke den fleksibiliteten som finnes i sluttbrukermarkedet nå gjennom til spotmarkedet, og etterspørselen vil ikke reduseres uansett hvor høye spotprisene blir. Dette vil kunne forverre en allerede anstrengt kraftsituasjon.

3 Analyser av etterspørselens prisfølsomhet

Fra analysen over ser vi at markedet generelt vil gi mindre prissvingninger jo mer prisfølsom etterspørselen og tilbudet er, både i spot- og sluttbrukermarkedet. I Statistisk sentralbyrå er det gjennomført flere analyser av prisfølsomheten i etterspørselen.⁴

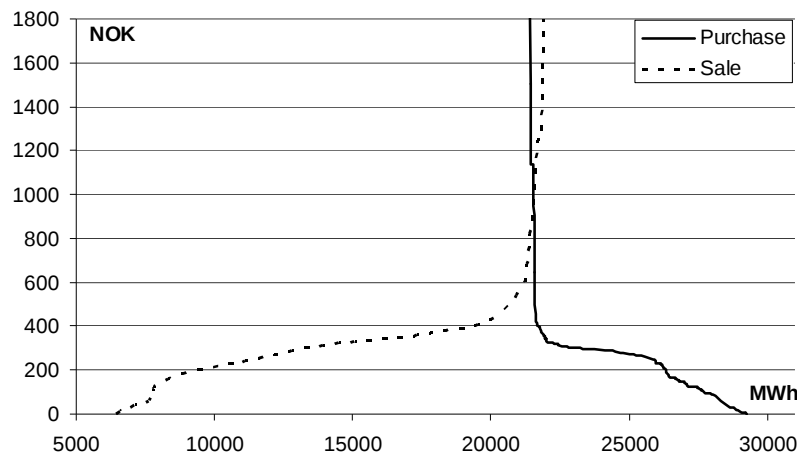
³ Her antar vi at den kortsiktige produksjonskapasiteten ikke påvirkes av økningen i vannverdiene.

⁴ Disse studiene baserer seg på ulike typer data og metoder. Det gjør sammenligning av elastisiteter på tvers av analyser ikke triviell. Den kanskje viktigste tingen å være klar over er forskjellen på elastisiteter basert på timesdata og årsdata. En elastisitet gir den prosentvise endringen i forbruket når prisen endres med en prosent. En én prosents endring i en gjennomsnittlig årspris gir imidlertid langt større effekt på forbruket enn en én prosents økning i en timespris. Det er fordi endringen i årsprisen gjelder alle timene et helt år, mens endringene i timesprisen gjelder kun en spesiell time. Det er derfor rimelig å tro at en endring i prisen over en lengre periode medfører en større relativ endring i forbruket enn kortsiktige

3.1 Prisfølsomhet i spotmarkedet

For å illustrere prisfølsomheten i tilbuds- og etterspørselskurvene i spotmarkedet ser vi på budkurvene for en spesiell time den 6. februar, 2003 (se figur 8). Dette var en time med ekstremt høyt press i markedet, noe som førte til den enkeltstående pristoppen illustrert i figur 5 (se også Ericson og Halvorsen, 2010).

Figur 8: Tilbuds- og etterspørselskurver i el-spotmarkedet på Nord Pool. Time 17:00–18:00, 6. februar 2003.



Kilde: Nord Pool Spot AS.

Vi ser av figur 8 at begge bud-kurvene har et relativt flatt parti hvor de er prisfølsomme. Når man nærmer seg (kapasitets)grensene blir begge kurvene bratte, og i dette området er prisfølsomheten lav, men likevel forskjellig fra null. I hovedmengden av timene krysser kurvene i den elastiske delen. Men i enkelte anstrengte perioder/timer kan kurvene skifte tilstrekkelig til at de krysser på den uelastiske delen av kurven (som illustrert i denne figuren). For en nærmere diskusjon, se Ericson og Halvorsen (2010).

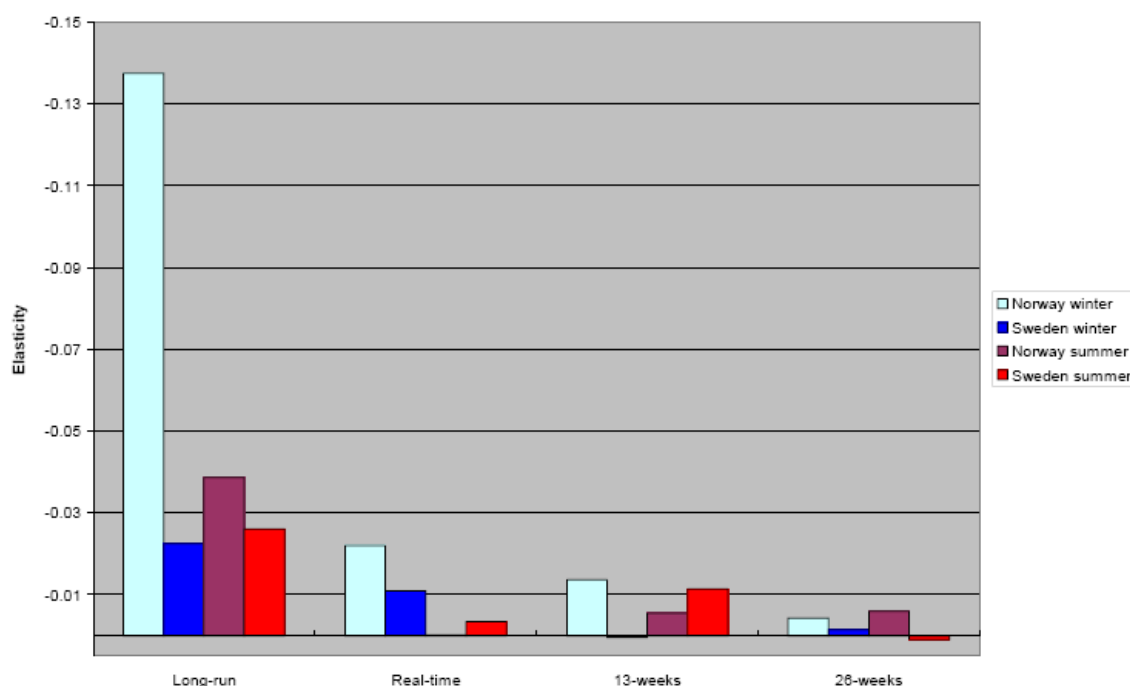
Bye og Hansen (2008) har estimert både kortsiktig og langsiktig prisrespons i etterspørselen på sportmarkedet. Disse estimatene gir gjennomsnittlig prisrespons (i klareringspunktet) i etterspørselen i spotmarkedet over den perioden ligningen er estimert for. Denne elastisiteten gjelder hele spotmarkedet, og ikke bare for etterspørselen i alminnelig forsyning. Det er imidlertid denne elastisiteten (for hele markedet) som er viktig for hvordan spotmarkedet allokerer ressurser. Forbruket i alminnelig forsyning utgjør grovt regnet to tredjedeler av totalt energiforbruk i Norge, og vil derfor utgjøre en stor del av denne etterspørselen.

Vi ser av figur 9 at spesielt på vinteren eksisterer det en ikke ubetydelig prisfølsomhet i etterspørselen i spotmarkedet, selv fra time til time (Real-time). På sommeren er denne prisfølsomheten lavere, men på lengre sikt (Long-run) vil det selv på sommeren være en viss prisrespons i etterspørselen i spotmarkedet. Det betyr at man har en viss umiddelbar prisrespons i klareringspunktet på endringer i

svingninger i prisen. I empiriske studier finner vi at elastisiteten for årsprisene er langt høyere enn for timesprisen. Det er fordi de måler to forskjellige ting. Elastisiteten for årsprisen måler den langsiktige tilpasningen av en permanent prisøkning, mens elastisiteten for timesprisen viser den kortsiktige responsen på variasjoner i prisen fra time til time. Dette gjelder også for langtidseffekten av en endring i timesprisen, som vil være gjennomsnittsprisresponsen på alle marginale endringer i timesprisen, både de som skyldes kortsiktige fluktasjoner og de som er mer permanente. Årspriselastisiteten egner seg best til å analysere prisresponsen på mer langsiktige energiproblemer, mens de kortsiktige elastisitetene egner seg for å analysere effektproblematikk.

timesprisen, og at den på lengre sikt, når denne endringen er slått gjennom til sluttbruker, har en betydelig høyere effekt.⁵ Se Bye og Hansen (2008) for mer informasjon om denne analysen.

Figur 9: Kort- og langsiktige priselastisiteter for etterspørselen på elspotmarkedet



Kilde: Bye og Hansen (2008).

3.2 Prisfølsomhet i sluttbrukermarkedene

Det neste spørsmålet er om det finnes prisrespons i etterspørselen i sluttbrukermarkedet, både på kort og litt lengre sikt. Når det gjelder prisfølsomheten i sluttbrukermarkedet, har vi kun analysert husholdningene. Husholdningene står imidlertid for rundt en tredjedel av total etterspørsel, og vil derfor være en viktig kundegruppe.

Siden de fleste husholdninger er på lengre priskontrakter (se avsnitt 2.1), ikke timeskontrakter, er det den langsiktige elastisiteten (f.eks. estimert på årsdata), hvor eventuelle spotprisendringer har slått gjennom til sluttbrukerprisene og forbrukerne har fått tid til å tilpasse seg, som er mest relevant for dagens situasjon. Utviklingen går imidlertid i retning av at nyere teknisk utstyr som toveismålere og automatisk utkobling av varmtvannsberedere og lignende, vil kunne øke den kortsiktige fleksibiliteten hos sluttbrukerne. Det er derfor også interessant å se på den kortsiktige prisresponsen hos husholdninger som har fått installert slikt utstyr, for å vurdere om det vil kunne føre til en mer prisfølsom etterspørsel også i spotmarkedet.

3.2.1 Kortsiktig prisfølsomhet

I sin avhandling har Torgeir Ericson gjennomført flere analyser av hvordan husholdninger som har fått installert nytt automatisk måleutstyr tilpasser seg (Ericson, 2007). I prosjektet disse analysene bygger på, testes bl.a. ut hvordan husholdningene tilpasser seg timesvariasjoner i sluttbrukerprisen (timesspotkontrakt), time-of-use (TOU) nett-tariffer,⁶ samt utkobling av varmtvannstanken. Se

⁵ Legg merke til at denne elastisiteter er beregnet som responsen på alle marginale endringer i timesprisen, hvorav noen ikke nødvendigvis er permanente.

⁶ Dette er nett-tariffer som er høyere i enkelte timer i døgnet, enten daglig eller koblet opp mot andre kriterier som for eksempel utetemperatur.

Ericson (2007) for mer informasjon om prosjektet og utvalget. Nedenfor gis et utdrag av innledningen til avhandlingen, hvor de viktigste resultatene diskuteres. (Avsnittet er oversatt til norsk.)

Direkte utkobling av varmtvannstanker

En regresjonsmodell er utviklet for å evaluere effektene på forbruksmønsteret av ut- og innkobling av varmtvannstanker i husholdningene. Resultatet viser at utkoblingen av varmtvannstankene gir en gjennomsnittlig reduksjon i lasten (dvs. strømforbruk per time) på mellom 0.18 kWh/h og 0.60 kWh per time per husholdning, med et gjennomsnitt på 0.5 kWh per time, avhengig av hvilken time denne utkoblingen foregår. Denne ut- og innkoblingen skaper et brudd i den naturlige spredningen av last fra disse varmtvannstankene, noe som medfører en ny forbrukstopp (en "payback effect") når alle tankene kobles inn samtidig. For den første timen etter tilbakekoblingen blir det gjennomsnittlige ekstrakonsumet estimert til å være 0.28 kWh per time, litt avhengig av time. Den umiddelbare effekten av tilbakekoblingen vil være høyere enn det estimerte timesgjennomsnittet, men vi har ikke data til å beregne dette. Den akkumulerte "payback" effekten over flere timer etter tilbakekobling er estimert til 0.36 kWh per time (etter en utkobling i time 10).

Dette resultatet antyder at utkobling av varmtvannstanker kan være effektivt for å redusere topplasten. Resultatene indikerer også at "payback"-effekten kan være betydelig, spesielt dersom alle varmtvannstankene kobles inn på samme tidspunkt. I slike tilfeller kan forbrukstoppen etter tilbakekobling bli høyere enn den initiale forbrukstoppen man ønsket å fjerne. For å unngå dette problemet må man koble varmtvannstankene inn igjen i sekvens. En slik sekvensering vil kunne medføre at enkelte kunder er ute i lengre perioder, noe som gjøre "payback"-effekten enda større når de kobles til igjen. Roterende ut- og innkobling av varmtvannstanker er derfor nødvendig for å unngå disse problemene. Det vil redusere hvor mye last man kan ta ut av gangen, men man får bedre kontroll på forbruksøkningen ved tilbakekoblingen.

Timesdifferensiert pricing og utkobling av last

I en studie ble det analysert hvordan timesdifferensierte priser og utkobling av last påvirker husholdningenes etterspørsel. Tanken var at man skulle kunne øke den kortsiktige prisresponsen ved å koble ut varmtvannstanken i høylastperiodene. Utvalget ble delt i tre, avhengig av hvilken tariffstype de hadde og om de hadde valgt utkobling.

- Gruppe 1: TOU-nett-tariffer, standardvariabelpris, uten utkobling
- Gruppe 2: TOU-nett-tariffer, timesspotkontrakt, uten utkobling
- Gruppe 3: TOU-nett-tariffer, timesspotkontrakt, med utkobling

Denne studien estimerer hvordan prisresponsen på endringer i sluttbrukerprisen fra time til time varierer mellom de tre gruppene. Resultatene indikerer at prisresponsen er relativt beskjeden for gruppe 1, dvs. husholdninger med vanlig standardvariabeltariff og uten utkoblinger (0.055 kWh per time reduksjon i elektrisitetsforbruket per time ved en økning i sluttbrukerprisen på 1 NOK). Estimater for gruppe 2, dvs. kunder som har timesspotpris, viser en adskilling høyere prisrespons på 0.545 kWh per time ved en økning i sluttbrukerprisen på 1 NOK per kWh. Litt overraskende viste resultatene at kundene i gruppe 3, som både hadde timesspot og utkobling, hadde en prisrespons som kun var litt over gruppe 1, og langt under den i gruppe 2 (0.077 kWh per time).

Resultatene innebærer m.a.o. at prisresponsen for husholdningene med timesspot ble markant redusert når man introduserte automatisk utkobling av varmtvannstankene. Årsaken til dette var at innkoblingen av varmtvannstanken skjedde i sammenheng med topp-prisen på spotpriskontrakten. Siden spotprisen varierte lite over døgnet i denne perioden ble disse innsparingene relativt små. Den største prisvariasjonen over døgnet hadde man i TOU tariffene, og det er trolig at det er tilpasningen til denne som driver den relativt høye prisresponsen i gruppe 2. For gruppe 3 ble imidlertid varmtvannstankene koblet inn igjen midt i høyprisperioden for TOU-tariffen. Det innebærer at både reduksjonen i forbruket ved utkobling og payback-effekten kommer i perioden hvor TOU-tariffen er høy, slik at lasten ikke ble flyttet fullstendig ut av høyprisperioden for den samlede sluttbrukerprisen (som består av både en kraft- og en nett-tariff).

I dette eksperimentet var timesspotkontrakter, TOU-kontrakter og utkobling av last tre separate og ikke koordinerte produkter. Dersom disse var fullstendig koordinert ville dette problemet vært unngått, og vi ville trolig sett en høy prisrespons også i gruppe 3. Det faktum at de ikke ble koordinert understreker et svært viktig poeng når det gjelder bruken av slik ny teknologi for å øke prisresponsen på kort sikt: Dersom de ikke behandles som en helhet, kan effektiviteten av denne typen tiltak reduseres dramatisk. Om slike virkemidler skal tilbys vanlige kunder (og ikke i et eksperiment), er det ikke urimelig at noen av disse virkemidlene tilbys av kraft- og noen av nettleverandøren. Dersom ingen koordinerer denne virkemiddelbruken, kan dermed vinninga fort gå opp i spinninga. Disse analysene illustrerer at slike virkemidler (timesspotkontrakter, TOU-tariffer og automatisk utkobling) har stort potensial til å øke den kortsiktige prisresponsen i husholdningene, men at det forutsetter en gjennomtenkt og koordinert innsats fra flere tilbydere i sluttbrukermarkedet.

3.2.2 Langsiktig prisfølsomhet for husholdningene

Det er blitt gjennomført relativt mange studier av husholdningenes energiforbruk basert på årsdata hentet fra Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser. Her gis en oppsummering av de viktigste funnene fra disse studiene med hensyn til prisfølsomheten, inkludert hvordan vedetterspørselen reagerer på endringer i strømprisen.

Totalt utgiftsystem

I rapporten "Pris- og inntektsfølsomhet i ulike husholdningers etterspørsel etter elektrisitet, fyringsoljer og ved" estimeres et utgiftssystem for husholdningenes energiforbruk basert på årsdata for et tverrsnitt av husholdninger i perioden 1993-1995. Her kommenteres kun resultatene for elektrisitet og ved. Se Halvorsen et al. (2005a) for mer informasjon.

Tabell 1. Pris- og inntektselastisiteter for etterspørsel etter elektrisitet og ved i norske husholdninger.

<i>Endring i^(**):</i>	<i>Etterspørsel etter^(*):</i>	
	Elektrisitet	Ved
Elektrisitetspris	-0,649	0,439
Vedpris	0,011	-0,884
Inntekt	0,194	0,241

(*) Gjelder kun for husholdninger som har utgift til (anskaffelse av) det godet som får etterspørselsendring.

(**) Gjelder kun for husholdninger som har mulighet for å benytte det godet som får prisendring.

Den direkte priselastisiteten for elektrisitet er estimert til -0,65 og inntektselastisiteten til 0,19. Det innebærer at etterspørselen er relativt prisfølsom overfor endringer i gjennomsnittsprisen gjennom året og at elektrisitet oppfattes som et nødvendighetsgode av husholdningene (inntektselastisitet positiv men nær null).⁷ Disse elastisitetene er sammenfallende med internasjonale funn estimert på tverrsnittsdata og årsforbruk (se f.eks. Halvorsen m.fl. 2001). Krysspriselastisiteten for endringer i prisen på ved er estimert til 0,01. Det vil si at én prosents økning i vedprisen øker elektrisitetsforbruket med 0,01 prosent. For gjennomsnittsverdier i utvalget vil det innebære en økning i det årlige elektrisitetsforbruket på omtrent 80 kWh av en økning i vedprisen på 1 øre per kWh.

Den direkte priselastisiteten for ved er estimert til -0,88. Den er noe høyere (i absoluttverdi) enn den direkte priselastisiteten for elektrisitet. Årsaken er at husholdninger som har mulighet for å bruke ved har bedre muligheter for substitusjon enn husholdninger som benytter elektrisitet (alene eller sammen

⁷ Det er viktig å merke seg at alle disse elastisitetene er netto-elastisiteter, dvs. korrigert for alle mulige variasjoner i karakteristika ved husholdningene og boligen. Det gjør at vi kan sammenligne to ellers like husholdninger. Det gjør imidlertid også at alle endringer i teknologi kommer inn i parameterne for det utstyret hvor den teknologiske endringen har skjedd, og ikke inn i inntektselastisitetene (som ville vært tilfelle dersom dette var bruttoelastisiteter). Disse elastisitetene er, i den grad vi har fått korrigert for alle relevante forhold, å tolke som den direkte effekten av priser og inntekt på forbruket.

med andre kilder), samt at elektrisitetsforbruket også omfatter forbruk som ikke er substituerbart, slik som belysning, varmtvann og husholdningsapparater. Inntektselastisiteten for ved er estimert til 0,24. Krysspriselastisiteten for effekten av elektrisitetspris på vedforbruket er positiv og høy (0,44). Husholdningene "kryssreagerer" altså langt mer på endringer i elektrisitetsprisen enn endringer i vedprisen.

Vi har også analysert sannsynligheten for å ha null vedutgift gitt at husholdningen har muligheter til å bruke ved til boligoppvarming (hjørneløsning), og hvordan den avhenger av ulike variable, inkludert strømprisen. Analysen viser at sannsynligheten for null vedutgift er større jo høyere pris på ved og jo lavere pris på elektrisitet. Sannsynligheten for ikke å bruke vedutstyret man har, er lavere for husholdninger som bor i områder med lave utetemperaturer, husholdninger som eier hytte og husholdninger som bor i våningshus.

Oppsummering av funn fra analyser av pris- og inntektseffekter

I analysen sitert over estimerte vi hele energiforbruket simultant. Vi har også gjort flere andre studier med ulik fokus, hvor vi bl.a. har estimert priselastisiteter for husholdningene basert på årsdata for et tverrsnitt av husholdninger i Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser. Tabell 2 oppsummerer en del av funnene. I de ulike analysene våre har vi funnet at priselastisitetene varierer mellom 0,2 og 0,9 i tallverdi (se tabell 2). Tilsvarende varierer inntektselastisitetene mellom 0,1 og 0,2. (Se Halvorsen m.fl. 2005b og c for mer informasjon).

Tabell 2. Pris- og inntektselastisiteter fra analyser av Norske husholdningers energijetterspørsel.

<i>Fokus</i>	<i>Referanse</i>	<i>Egenpriselastisitet</i>	<i>Inntektselastisitet</i>	<i>Kommentar</i>
Kjøp av elektriske apparater og elektrisitetsforbruk	Halvorsen og Larsen (2001a)	-0,44	0,13	Elektrisitet, alle husholdningsformål. 1975-94
Valg av oppvarmingsutstyr og energiforbruk	Nesbakken (2001)	-0,21	0,06	Energi, oppvarmingsformål. 1990
Valg av oppvarmingsutstyr og energiforbruk	Nesbakken (1999)	-0,50 -0,33 (lav inntekt) -0,66 (høy inntekt)	0,01	Energi, alle stasjonære husholdningsformål. 1993-95
Fordelingseffekter. Lineært utgiftssystem for energi (elektrisitet, fyringsoljer og ved)	Halvorsen og Nesbakken (2002)	-0,55	0,05	Elektrisitet, alle husholdningsformål. 1993-94
Utgifter til ulike energigoder avhengig av mulighet for å konsumere	Halvorsen, Larsen og Nesbakken (2005a)	-0,65 -0,90 -0,61 -0,88	0,19 0,47 0,26 0,24	Elektrisitet, alle husholdningsformål Parafin Fyringsolje Ved 1993-95

Kilde: Halvorsen et al. (2005c).

Vi har kartlagt følgende årsaker til variasjon i elastisitetene:

- Brutto- versus nettokoeffisienter: Resultatene varierer med om f.eks. boligareal er med i modellen eller ikke. Siden boligarealet øker med inntekten, vil effekten av boligareal på forbruk være inkludert i inntektseffekten dersom ikke boligareal skilles ut som egen forklaringsvariabel.
- Tidsvariasjon: Ulike anslag på ulike tidspunkter.
- Husholdningsgrupper: Høyinntekthusholdninger reagerer for eksempel annerledes enn

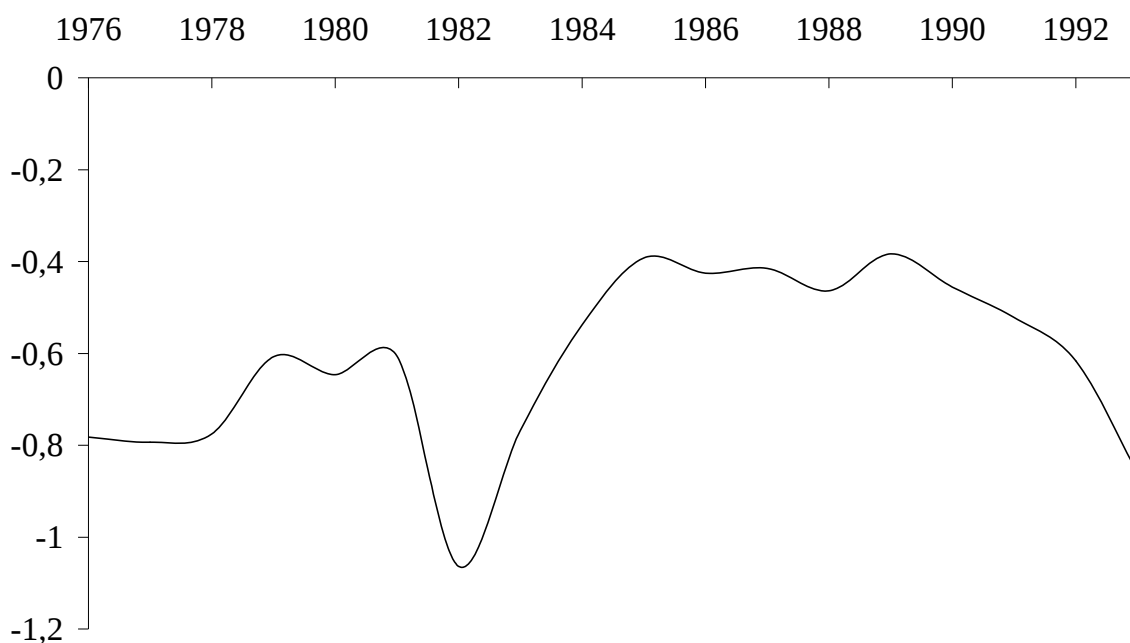
lavinntektshusholdninger på pris- og inntektsendringer, på grunn av ulik sammensetning av energiforbruket til ulike formål (noen formål har mer nødvendighetspreg enn andre).

- Energi versus elektrisitet: Hvis f.eks. økt elektrisitetspris gir redusert elektrisitetsforbruk og omtrent tilsvarende økning i oljeforbruket, vil elastisiteten for total energi og elektrisitet bli svært forskjellige. Forskjellen avhenger av substitusjonsmulighetene.
- Energi til oppvarming versus totalt stasjonært energiforbruk: Forskjeller i substitusjonsmulighetene gir forskjellige anslag på energipriselastisiteten. Ved bare å se på elektrisitet vil det fortsatt være forskjeller i elastisiteten, avhengig av hva som sees på som luksustjenester (svømmebasseng) og nødvendige tjenester (romoppvarming).

Varierende elastisiteter over tid

I en av studiene analyserte vi hvordan elastisitetene varierte over tid, illustrert i figur 10. Figuren viser den direkte priselastisiteten for elektrisitet (prosentvis endring i elektrisitetsforbruket ved én prosents endring i elektrisitetsprisen) for hvert år i perioden 1976 til 1993, slik de er estimert i Halvorsen og Larsen (2001a). Elastisitetene er beregnet ved at vi har estimert på tverrsnittet av husholdninger fra Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser for hvert år i perioden, og beregnet en elastisitet for hvert år i hele perioden. I beregningen av priselastisiteten har vi justert for at husholdningene er forskjellige når det gjelder inntekt, boligareal, utstyr osv.

Figur 10. Utviklingen i egenpriselastisitet (Cournot-elastisitet) for husholdningenes forbruk av elektrisitet. 1976-93



Kilde: Halvorsen og Larsen (2001a).

Figuren viser et forholdsvis stabilt forløp i anslaget på elastisiteten i perioder, men med relativt store variasjoner for enkelte år. Årsakene til de store variasjonene kan være flere. For det første vil elastisitetene variere med utnyttelsen av oppvarmingsutstyret. I perioder hvor elektrisitet f.eks. er relativt dyrt vil husholdningene i større grad utnytte alternativer til elektrisitet i oppvarmingen. Dersom elektrisitetsprisene blir høyere, vil mulighetene for å redusere elektrisitetsforbruket ytterligere være lavere enn i perioder hvor man har større ledig kapasitet på det alternative oppvarmingsutstyret. Dette er resultater vi også finner i andre av våre analyser (se Halvorsen m.fl., 2007). Variasjoner i

elastisiteten kan også ha sammenheng med utviklingen på energi- og arbeidsmarkedet, som trolig vil påvirke husholdningenes betalingsevne og deres forventninger om framtidige priser og inntekt.

4. Oppsummering

For å oppsummere finner vi at så lenge det finnes prisfølsomhet i etterspørselen og/eller tilbudet vil markedet kunne allokere strøm både på kort og lang sikt. Jo mer prisfølsomt tilbudet og/eller etterspørselen er, jo mer robust vil markedet være. Prisreguleringer, enten i spot- eller i sluttbrukermarkedet, vil kunne få svært uheldige konsekvenser for markedets evne til å håndtere en anstrengt kraftsituasjon, fordi sluttbrukerne ikke får incentiver til å endre sin etterspørsel.

Prisfølsomheten i spotmarkedet er viktig for den kortsiktige klareringen av markedet (fra time til time). Den kortsiktige prisfølsomheten hos *sluttbrukerne* vil kun være av interesse for klareringen av spotmarkedet i den grad det påvirker prisfølsomheten til etterspørselen i spotmarkedet, for eksempel for kunder som har timestepskontrakter. For allokeringen av energi, er det de mer langsiktige elastisitetene i sluttbrukermarkedene som er av betydning, samt hvor lang tid det tar fra prissignaler om ressursknapphet i spotmarkedet når sluttbrukeren.

I alle de analysene vi har gjort, ser vi at det finnes prisrespons for etterspørselen, både på kort sikt i spotmarkedet og på litt lengre sikt i sluttbrukermarkedet. Vi finner også at det tar noen uker før prissignalet fra spotmarkedet når de fleste sluttbrukere, men da er mesteparten av prissignalet overført. Vi har ikke gjennomført noen analyser av prisfølsomheten i Hordalandsdistriktet spesielt, kun på landsbasis. Det er imidlertid grunn til å tro at de grunnleggende strukturene for prisfølsomheten i alminnelig forsyning er relativt like, og at de mekanismene som er avgjørende for hvorvidt man kan bruke markedsmekanismen til å allokere kraft i en knapphetssituasjon også vil gjelde i ulike regioner.

Det følger også av analysen at det er viktig å la prisnivået få lov til å variere mellom regionene dersom det oppstår skranker i markedet, for eksempel pga. forskjeller i produksjons- og overføringskapasitet, slik at kundene i regioner hvor det oppstår knapphet får incentiver til å endre sin etterspørsel. Jo raskere disse prissignalene når strømkundene, jo mer effektivt vil markedet kunne håndtere situasjonen.

Referanser:

- Bye, T. og P.V. Hansen (2008): "How do spot prices affect aggregated electricity demand?", *Discussion Papers* 527, Statistisk sentralbyrå.
- Ericson, T. (2007): "Short-term electricity demand response", Doctoral theses, 2007:53, Norwegian University of Science and Technology.
- Ericson, T. og B. Halvorsen (2007): "Har vi en potensiell kraftkrise i Midt-Norge?", *Økonomiske analyser* 3/2007, Statistisk sentralbyrå.
- Ericson, T. og B. Halvorsen (2008a): "Kortsiktige variasjoner i strømforbruket i alminnelig forsyning. Forbrukskurver basert på timesmålte data fra Skagerak Nett", *Rapporter* 2008/50, Statistisk sentralbyrå.
- Ericson, T. og B. Halvorsen (2008b): "Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?", *Økonomiske analyser* 6/2008, Statistisk sentralbyrå.
- Ericson, T. og B. Halvorsen (2008c): "Etterspørselsvariasjoner i alminnelig forsyning ved endringer i pris, temperatur og sesonger", *Notater* 2008/69, Statistisk sentralbyrå.
- Ericson, T., B. Halvorsen og P. V. Hansen (2008): "Hvordan påvirkes strømprisene i alminnelig forsyning av endret spotpris?", *Rapporter* 2008/54, Statistisk sentralbyrå.
- Ericson, T., B. Halvorsen og P.V. Hansen (2009): "Hvordan påvirkes husholdningenes strømpris av endret spotpris?", *Økonomiske analyser* 2/2009, Statistisk sentralbyrå.

- Ericson, T. and B. Halvorsen (2010): "The allocation of power and energy in liberalized electricity markets", *Discussion Papers* no 612, Statistics Norway.
- Førsund, F. (2007): "*Hydropower economics*", Springer Science and Business Media, LLC, New York.
- Halvorsen, B. and B. M. Larsen (2001a): 'The Flexibility of Household Electricity Demand over Time'. *Resource and Energy Economics*, 23.
- Graabak, I. og Feilberg, N. (2004): "Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT. Analyseresultater", SINTEF, TR A5980.
- Halvorsen, B. and B. M. Larsen (2001b): 'Norwegian residential electricity demand. A microeconomic assessment of the growth from 1976 to 1993.' *Energy Policy*, 29.
- Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2001): 'Hvordan utnytte resultater fra mikroøkonometriske analyser av husholdningenes energiforbruk i makromodeller? En diskusjon av teoretisk og empirisk litteratur om aggregering', *Rapporter 2001/2*, Statistisk sentralbyrå.
- Halvorsen B and R. Nesbakken (2002): 'A conflict of interests in electricity taxation. A micro econometric analysis of household behaviour', *Discussion Papers* 338, Statistics Norway.
- Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2005a): 'Pris- og inntektsfølsomhet i ulike husholdningers etterspørsel etter elektrisitet, fyringsoljer og ved', *Rapporter 2005/8*, Statistisk sentralbyrå.
- Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2005b): 'Norske husholdningers energiforbruk til stasjonære formål 1960 – 2003 – En diskusjon basert på noen analyser i Statistisk sentralbyrå', *Rapporter 2005/37*, Statistisk sentralbyrå.
- Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2005c): 'Lys og varme gjennom 43 år: Energiforbruket i Norske boliger fra 1960 til 2003', *Økonomiske analyser* 5/2005, Statistisk sentralbyrå.
- Halvorsen, B., B. Larsen og R. Nesbakken (2007): "Simulering av husholdningenes elektrisitetsforbruk: Dokumentasjon av mikrosimuleringsmodellen SHE", *Rapporter 2007/7*, Statistisk sentralbyrå
- Nesbakken, R. (1999): "Price sensitivity of residential energy consumption in Norway", *Energy Economics* 21, 493-515.
- Nesbakken, R. (2001): "Energy Consumption for Space Heating: A Discrete-Continuous Approach", *Scandinavian Journal of Economics* 103(1), 165-184.

Vedlegg. Avsluttende kommentarer

Det er viktig å legge merke til at elastisitetene varierer med typen data og metodene som er benyttet. Hver elastisitet har en spesifikk tolkning, og kan ikke umiddelbart overføres til en annen situasjon, som for eksempel elastisiteter for vinterkonsumet eller elastisiteter ved andre nivåer på prisene enn i estimeringsperioden (for eksempel ved svært høye el-priser). Det er flere årsaker til det. For det første vil elastisitetene på årsprisen være et aggregat av sesongvariasjonen. Det kan enten skjule eller forsterke de korrelasjonene som finnes mellom forbruk og pris. For det andre, vil trolig den direkte priselastisiteten være høyere på vinteren enn på sommeren på grunn av større grad av substitusjon i oppvarmingen enn i annet strømforbruk. For det tredje vil en gitt prosentvis endring i prisen ikke bety det samme for forbruket når den er regnet over hele sammenlignet med kun en fjerdedel av året. Noen av disse faktorene trekker i retning av høyere elastisitet, andre i retning av lavere elastisitet. Vi har dessverre ingen holdepunkter for å si hvilke som er sterkest. Det er også viktig å merke seg at estimeringsmetode kan ha noe å si. Noen av disse elastisitetene er estimert ved hjelp av paneldata (de kortsiktige elastisitetene), mens elastisitetene på årsdata er estimert på et tverrsnitt av husholdninger. Vi har dessverre heller ingen analyser som forteller oss om dette er et problem, og i tilfelle i hvilken retning det trekker. Dette er temaer vi ønsker å jobbe med fremover, men på dette tidspunktet kan vi ikke konkludere hvordan det vil påvirke resultatene.

Disse forholdene vil kunne påvirke størrelsen på elastisitetene, men det er lite trolig at det vil påvirke hovedkonklusjonen: At det finnes relativt store substitusjonsmuligheter spesielt i husholdningenes oppvarming, men også andre deler av alminnelig forsyning, og at konsumentene reagerer på endringer i energiprisene.