

*Finn Roar Aune*

**Fremskrivninger for  
kraftmarkedet til 2020**  
Virksomheter av utenlandskabler og  
fremskyndet gasskraftutbygging

## Rapporter

I denne serien publiseres statistiske analyser, metode- og modellbeskrivelser fra de enkelte forsknings- og statistikkområder. Også resultater av ulike enkeltundersøkelser publiseres her, oftest med utfyllende kommentarer og analyser.

## Reports

This series contains statistical analyses and method and model descriptions from the different research and statistics areas. Results of various single surveys are also published here, usually with supplementary comments and analyses.

© Statistisk sentralbyrå, mai 2003  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,  
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-6372-7 Trykt versjon  
ISBN 82-537-6373-5 Elektronisk versjon  
ISSN 0806-2056

## Emnegruppe

01.03.10 Energi

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Statistisk sentralbyrå/220

<b>Standardtegn i tabeller</b>	<b>Symbols in tables</b>	<b>Symbol</b>
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	,(,)

# Sammendrag

*Finn Roar Aune<sup>1</sup>*

## **Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020**

Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging

### **Rapporter 2003/11 • Statistisk sentralbyrå 2003**

I dette prosjektet er det gjort fremskrivninger av utviklingen i det norske kraftmarkedet fram mot 2020. Med de forutsetninger som er lagt til grunn i hovedalternativet, vil kraftprisene fram mot 2020 stige til i overkant av 25 øre/kWh. Dette tilsvarer om lag totalkostnaden ved å bygge ut nye gasskraftverk med en forutsetning om 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i CO<sub>2</sub>-avgift. Samlet kraftforbruk i Norge kan stige med om lag 15 TWh i forhold til gjennomsnitt av faktisk kraftforbruk i perioden 2000-2002. Som følge av en antatt utbygging av gasskraft etter 2010, vil kraftbalansen etter hvert gradvis bedre seg fra kraftimport i et normalår på 10 TWh i 2007-2009 til en nettoeksport på 3 TWh i 2020. I hovedalternativet bygges det ikke nye kraftkabler til utlandet. Det er gjort virkningsberegninger hvor det bygges kabler til Kontinentet/ England eller bygging av gasskraftverk fremskyndes. Både kabler og gasskraftverk bidrar til å dempe prisøkningene i år med tilsig til kraftmagasinene som er lavere enn normalt. I våte år gir gasskraft ytterligere press nedover på norske kraftpriser, mens nye utenlandskabler bidrar til å dempe prisvirkningene. I denne rapporten er det også gjort beregninger av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nye kabler, eventuelt fremskynding av gasskraftverk. Hovedresultatet er at bygging av kabler til Kontinentet/England ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme med de forutsetninger som er lagt til grunn, mens fremskynding av gasskraft er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

**Prosjektstøtte:** Prosjektet er initiert og finansiert av Olje- og Energidepartementet. Andreas Eriksen og Eli Jensen har deltatt i utformingen av beregningene og gitt nyttige innspill underveis i arbeidet. Mona I. Hansen har utført MSG-beregningene.

---

<sup>1</sup> Tor Arnt Johnsen deltok i første del av prosjektet fram til august 2002, og har vært med på å skrive denne rapporten. Takk til Torstein Bye og Torbjørn Hægeland som har lest tidligere versjoner av rapporten og gitt gode kommentarer.



# Innhold

<b>1. Innledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Modellapparat og beregningsmetodikk</b> .....	<b>9</b>
2.1. Normod-T.....	9
2.2. MSG-6 .....	10
2.3. Iterasjon mellom Normod-T og MSG-6 .....	11
<b>3 Forutsetninger og beregningsalternativer</b> .....	<b>12</b>
<b>4. Resultater</b> .....	<b>15</b>
4.1. Referansebanen .....	15
4.2. Kabelberegninger .....	16
4.3. Tidligere gasskraftinnfasing .....	19
4.4. En supplerende referansebane med tilhørende Englands-kabelbane .....	20
4.5. Sammenligning av kabler og gasskraft .....	21
4.6. Tilsigsvariasjoner .....	21
<b>5. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nye kabler eller fremskynding av gasskraftverk</b> .....	<b>24</b>
<b>6. Usikkerhet ved beregningene</b> .....	<b>27</b>
<b>7. Konklusjoner</b> .....	<b>29</b>
<b>Referanser</b> .....	<b>30</b>
<b>Vedlegg</b> .....	<b>31</b>
<b>Tidligere utgitt på emneområdet</b> .....	<b>34</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter</b> .....	<b>35</b>



# 1. Innledning

Omfanget av nye kraftkabler til kontinentet og utbygging av gasskraftverk i Norge er to viktige energipolitiske spørsmål som vil ha konsekvenser for utviklingen i kraftmarkedet fremover. I denne rapporten ser vi nærmere på virkninger i det norske kraftmarkedet av nye kabler og forsert gasskraftutbygging.

Nye kraftkabler mellom Norge og Tyskland, Nederland eller England har vært på planleggingsstadiet gjennom de siste 10 år. Argumentene for nye kabler har dels vært basert på forventede inntekter som følge av prisforskjeller mellom Norge og andre land, salg av systemtjenester, at kablene representerer tørrårssikring og importmulighet under kortsiktige effekttopper. Til tross for inngåtte kontrakter og gode intensjoner om realisering av kablene, har begge de to kabelprosjektene mot Tyskland nå blitt terminert. Avtalen mellom EuroKraft Norge AS og Hamburg Elektrisitetssverke er til rettslig behandling, mens avtalen mellom Statkraft SF og E.ON Energie (Viking Cable) er kansellert etter at E.ON har forpliktet seg til å betale Statkraft et ukjent pengebeløp som kompensasjon for kontraktsbruddet. Fremdriften for kabelprosjektet til Nederland er forsinket blant annet som følge av endrede forutsetninger på nederlandsk side, og det knytter seg i dag stor usikkerhet til hvorvidt dette prosjektet vil bli realisert. Det nyeste kabelprosjektet som er til vurdering er en kabel mellom Norge og England.

Nye utenlandsforbindelser vil øke import- og eksportmulighetene. Utenlandsk kraftproduksjon foregår i stor grad i termiske verk som benytter fossile brensler. Termiske teknologier er mindre fleksible enn vannkraft og kostnadene ved å regulere produksjonen opp og ned er høyere enn i et vannkraftsystem. Dermed varierer de marginale produksjonskostnadene over et døgn mer i termiske systemer enn i et vannkraftsystem. Dette leder til import til vannkraftsystemet når etterspørselen i de termiske systemene er lav (natt og helg) og eksport fra vannkraftsystemet når etterspørselen er høy (dagtid). Hvorvidt utlandets prisstruktur importeres til vannkraftsystemet avhenger av størrelsen på kabelforbindelsene i forhold til produksjonskapasitet og etterspørsel i vannkraftsystemet. Dersom kabelkapasiteten er stor i forhold til innenlandsk produksjon og etters-

spørsel vil vannkraftsystemet produsere for fullt i eksportperiodene, og det oppstår en skyggepris på innenlandsk produksjonskapasitet. I importperiodene vil vannkraftproduksjonen reduseres maksimalt slik at det bare er vann uten alternativverdi som produseres, og prisen blir lik importprisen. Med lavere kabelkapasitet vil kabelen gå full i det meste av tiden. Det oppstår en skyggepris på kabelkapasiteten, og prisene i vannkraftsystemet avviker fra prisene i det termiske systemet (høyere natt og helg, lavere på dagtid).

Mens en utenlandskabel øker import- og eksportmulighetene vil norske gasskraftverk øke de innenlandske kraftproduksjonsmulighetene. Det foreligger planer for flere gasskraftverk i Norge. Naturkraft AS planlegger anlegg på Kårstø og Kollsnes, mens Industrikraft Midt-Norge har planer om bygging av et verk ved Norske Skogs fabrikanlegg på Skogn. Økt krafttilgang fra gasskraftverk vil ha mest å si for de innenlandske prisene i de perioder hvor overføringskapasiteten mot utlandet er fullt utnyttet. I perioder med overføringsbegrensninger vil økt produksjon i sin helhet måtte absorberes i det innenlandske markedet. Det vil medføre prisfall innenlands. Uten overføringsbegrensninger vil økt tilbud replasere norsk import eller øke eksporten, og eventuelle prisvirkninger kommer som følge av endret markedsbalanse i utlandet.

Virkningene av utenlandskabler og gasskraftproduksjon i Norge vil avhenge av markedsforholdene, og virkningene vil derfor variere fra time til time. I denne studien benytter vi den nordiske kraftmarkedsmodellen Normod-T til å simulere virkninger av kabler og fremskyndet innfasing av gasskraftverk i Norge. I Johnsen (1998) er det en utførlig beskrivelse av modellen. Modellen som beskriver kraftmarkedet i de fire nordiske landene Norge, Sverige, Finland og Danmark og krafthandelen mellom disse landene og mot andre land, har 3 sesonger og 4 lastperioder i hver sesong. I modellen bestemmes markedslikevekter for de ulike land og tidsperioder under hensyntagen til ressurstilgang, fysiske skranker i produksjonssystemet og tilgjengelige overføringskapasiteter. Modellen har også en modul hvor kraftforbruket bestemmes. Alternativt kan denne modulen kobles ut, og andre kilder/

metoder kan brukes til å bestemme kraftforbruket. I dette prosjektet benyttes modellen MSG-6 til å bestemme kraftforbruket i Norge, se Holmøy, Strøm og Åvitsland (1999). Den årlige prosentvise samlede kraftforbruksveksten i Norge brukes også som en approksimasjon på årlig prosentvis vekst i samlet kraftforbruk i Sverige, Danmark og Finland.

Vi har etablert en referansebane (REF) uten nye utenlandskabler og med beskjedne gasskraftutbygging etter 2010. I tillegg ble det laget 5 virkningsberegninger i første del av prosjektet:

- 1 ny 600 MW kabel til Tyskland fra og med 2005 (KABEL1)
- Ytterligere 1 ny 600 MW kabel til Tyskland fra og med 2008 (KABEL2)
- 1 ny 1200 MW kabel til England fra og med 2005 (KABEL3)
- 6 TWh gasskraft fremskyndes til 2005 (GASS1)
- Ytterligere 6 TWh gasskraft fremskyndes til 2008 (GASS2)

Senere i prosjektfasen ønsket oppdragsgiver ytterligere beregninger:

Det ble etablert en supplerende referansebane (REF-B) med en tilhørende virkningsberegning med bygging av Englands-kabel på 1200 MW (KABEL3-B). Sammenligningen mellom disse beregningene kan ses på som en følsomhetsberegning for sammenligningen mellom REF og KABEL3. Forutsetningene for disse ekstra beregningene er beskrevet på slutten av kapittel 3.

For hver av banene har vi i tillegg til normale tilsigsforhold i det norske vannkraftssystemet beregnet virkningene av unormale nedbørsforhold i form av 3 baner med mer nedbør enn normalt og 3 baner med tørrere forhold enn normalt.

I neste kapittel gis en kort beskrivelse av modellapparatet og vår metodikk for å finne anslag for den generelle økonomiske veksten i samfunnet. I kapittel 3 beskriver vi forutsetningene som legges til grunn i beregningsalternativene og i kapittel 4 presenteres beregningsresultatene. I kapittel 5 vurderes den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nye kabler eller fremskynding av gasskraftverk, mens usikkerheten ved beregningene fokuseres i kapittel 6. I kapittel 7 oppsummeres de viktigste resultatene i analysen.



## 2. Modellapparat og beregningsmetodikk

### 2.1. Normod-T

Normod-T er en likevektsmodell for det nordiske kraftmarkedet. For hvert av landene Norge, Sverige, Danmark og Finland inneholder modellen en beskrivelse av etterspørsels- og tilbudsforhold. Etterspørselen består av 5 forbrukersektorer i hvert land.<sup>2</sup> På tilbuds-siden finnes det en rekke kraftproduksjonsteknologier.

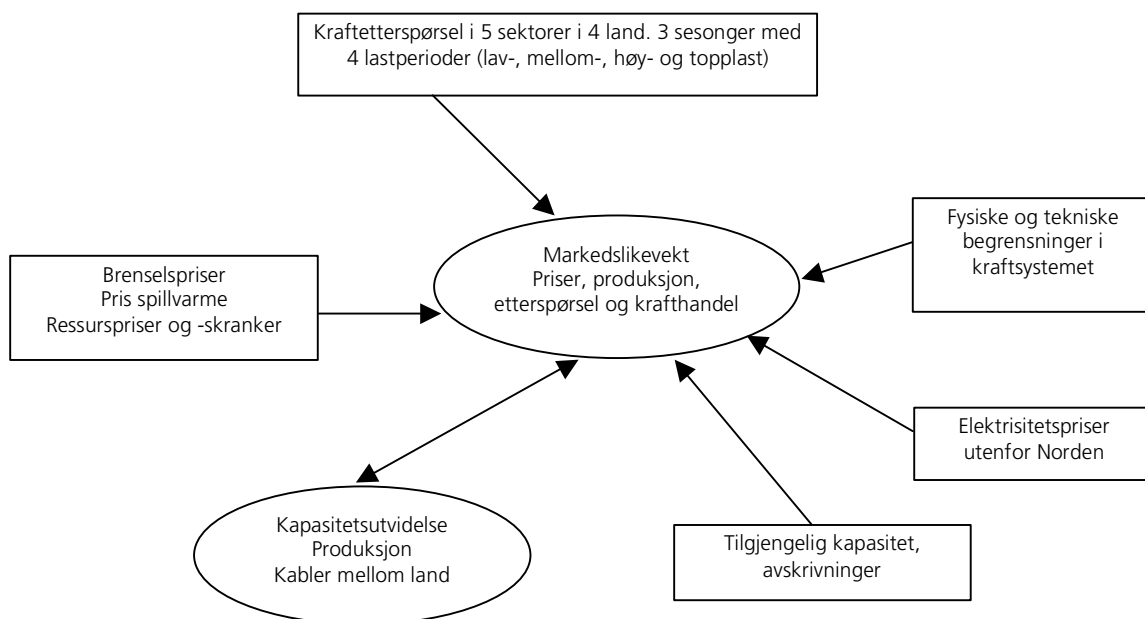
Figur 2.1 gir en forenklet oversikt over sammenhengene i modellen.

Året er delt i tre sesonger: Vinter, sommer og høst/vinter med noe ulik varighet. Vintersesongen er lengst, mens høst/vintersesongen er av kortest varighet. Hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. De tre lastperiodene lavlast, mellomlast og høylast er av like lang varighet og utgjør i overkant av 90 prosent av tiden i en sesong. Topplastperioden

varer i underkant av 10 prosent av tiden i en sesong. I Normod-T er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen, gitt en rekke fysiske og institusjonelle skranker.

Forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen tilsvare variable transportkostnader så lenge overføringskapasiteten mellom landene ikke er fullt utnyttet. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, vil prisforskjellen kunne være større enn kostnaden ved tap i nettet. Den resterende prisforskjellen representerer en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen.

Figur 2.1. Sammenhengene i Normod-T



<sup>2</sup> Kraftkrevende industri, treforedling, annen industri, tjenesteyting (inkl. kraftsektoren) og husholdninger.

Alle de nordiske landene har, eller kan i løpet av de nærmeste årene få, betydelige overføringslinjer til land utenfor Norden (Russland, Tyskland, Nederland, England og Polen). Kapasitetene på utenlandsforbindelsene er representert i modellen. Kraftprisene i landene utenfor Norden gis eksogent av modellbruker, siden disse landene ikke er med i modellen med tilbuds- og etterspørselsfunksjoner. Utnyttelsen av kablene bestemmes endogent ut fra lønnsomhetsvurdering.

Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og eventuelt nye kraftanlegg. I modellen vil produksjonskostnadene i varmekraftverk avhenge av brenselpriser og andre variable kostnader. For vannkraft er det i modellen beskrevet en rekke fysiske begrensninger for driften av systemet. I tillegg er den samlede vanntilgangen over året begrenset.

De variable kostnadene i termiske kraftverk består av brenselkostnader og andre driftsavhengige kostnader. Andre driftsavhengige variable kostnader består av vareinnsats og vedlikeholds- og reparasjonskostnader. I tillegg har vi innført startkostnader som en del av de driftsavhengige kostnadene. Startkostnader er kostnader knyttet til oppstartning av verk som ikke drives døgnkontinuerlig. Oppfyring etc. er en fast kostnad knyttet til start, men vi fordeler denne kostnaden på det tidsrom verket drives når det først er startet. Det medfører at denne kostnaden er forskjellig avhengig av hvor mye verket er i drift. Drives verket som grunnlastverk påløper det ikke startkostnader.

I modellen er en rekke produksjonsteknologier klassifisert som kraftvarmeverk. Sammenlignet med andre termiske verk har disse en konkurransefordel ved at spillvarmen kan selges. Prisen de oppnår for varmen er i modellen sesong- og lastavhengig. Kraftvarmeproduksjon er viktig i Danmark og Finland. Også i Sverige er det betydelig kraftvarmeproduksjon. Kraftvarmeproduksjonen vil være begrenset av etterspørselen etter varme og eksistensen av fjernvarmenett. For å ta hensyn til dette har vi innført begrensninger i samlet produksjon i kraftvarmeteknologier i hvert land.

For olje og kull antas det vel fungerende verdensmarkeder. Dette innebærer at all ønsket etterspørsel fra nordiske kraftverk kan tilfredstilles til konstante verdensmarkedspriser pluss et tillegg for nasjonal håndtering av brenselet, inklusive eventuelle skatter. Tilgangen av naturgass er derimot begrenset av rørkapasiteter. Videre er det antatt å eksistere nasjonale restriksjoner i tilgangen på ved og torv. For disse brenslene vil høye transportkostnader virke prohibitivt for handel mellom land.

I Normod-T vil utvidelse av produksjonskapasiteten finne sted når kraftprisene over året sett under ett er høye nok til å dekke totalkostnadene ved en slik

investering. Utvidelser av nettkapasiteten mellom land inntreffer når summen av skyggeprisene på kapasiteten på vedkommende forbindelse i sum over året overstiger årskostnaden for nye linjer. Alternativt kan utvidelser av kapasitetene bestemmes eksogent av modellbruker. Depresieringsrater på eksisterende kapitalutstyr bestemmes også av modellbruker.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en engrospris på elektrisk kraft. I hver tidsperiode vil denne kraftprisen være lik for alle sektorer i samme land. Eventuell prisdiskriminering kan tas hensyn til gjennom innføring av prisavvikskoeffisienter.

Ut fra tilgjengelige data er det etablert varighetskurver for hver enkelt sektors etterspørsel etter kraft som bestemmer fordelingen på sesonger og lastperioder. Elastisitetene er høyest om vinteren, i mellom- og høylastperiodene og i tjenesteytende sektorer og husholdningene. Endres årsetterspørselen for elektrisk kraft, fordeles endringen på de ulike lastperioder og sektorer ut fra prisendringene de ulike sektorer får og de forutsatte priselastisiteter.

## 2.2. MSG-6

MSG-6 er en flersektor, generell likevektsmodell for norsk økonomi. Modellen beskriver produksjon og faktorbruk i 40 produksjonssektorer, hvorav 7 dekker offentlig forvaltning. Basert på Nasjonalregnskapet inneholder modellen et vare- og priskryssløp for den norske økonomien. For husholdningssektoren inkluderer modellen et forbrukssystem der inntekter, priser og demografiske forhold påvirker fordelingen av konsumutgiften på vare- og tjenestegrupper. Elektrisitet er en egen vare i modellen. Produksjonssektorene og husholdningene kan i ulik grad substituere mellom fyringsolje og elektrisitet avhengig av prisforholdet mellom de to energivarene. Energi, som aggregat av olje og elektrisitet, kan igjen substitueres mot andre konsumvarer i husholdningene eller mot andre innsatsvarer som kapital, arbeidskraft eller materialer i produksjonssektorene. Graden av prisfølsomhet og sammenhengen mellom elektrisitetsforbruk og forbruksutgift (husholdningene), eller mellom elektrisitetsforbruk og produksjonsnivå (bedriftene), er estimert ut fra historiske observasjoner. Import og eksport avhenger av produksjonskostnaden i Norge, verdensmarkedsprisen og indikatorer for markedsutviklingen internasjonalt for den enkelte varegruppe. MSG-6 er en likevektsmodell, hvilket betyr at modellens faktorpriser tilpasses slik at alle tilgjengelige ressurser brukes. I vår bruk av MSG-6 har vi ekskludert MSG-6s tilbudsblokk for elektrisitet. I stedet benytter vi kraftmarkedsmodellen Normod-T til å bestemme kraftpris, kraftproduksjon og utenlandshandel med elektrisk kraft.

### 2.3. Iterasjon mellom Normod-T og MSG-6

For at elektrisitetsetterspørselen som legges til grunn i en Normod-T beregning skal være konsistent med den makroøkonomiske utviklingen, er det utviklet en prosedyre hvor Normod-T og MSG-6 brukes i samspill. I denne prosedyren bestemmes norsk aktivitetsnivå med tilhørende kraftforbruk i MSG-6. Eksogene størrelser til MSG-6 fra Normod-T er engrospris på kraft, norsk bruttoeksport og -import av kraft, samt fordeling av norsk kraftproduksjon på henholdsvis vannkraft/vindkraft og termisk kraft. Utviklingen i samlet kraftforbruk fra MSG-6 blir deretter brukt som en eksogen størrelse i Normod-T for Norge. Den årlige prosentvise samlede kraftforbruksveksten i Norge brukes også som en approksimasjon på årlig prosentvis vekst i samlet kraftforbruk for Sverige, Danmark og Finland gjennom beregningsperioden. For de andre nordiske landene korrigeres kraftforbruksveksten for forskjeller i kraftprisutvikling mellom Norge og det enkelte land. Normod-T og MSG-6 brukes så i et iterativt samspill til det er oppnådd konsistens for kraftpris, kraftforbruk, krafthandel og kraftproduksjon i Norge i de to modellene.

### 3 Forutsetninger og beregningsalternativer

I de makroøkonomiske beregningene med MSG-6 er valg av makroøkonomiske forutsetninger som årlig teknologisk endringsrate, årlig timeverksvekst, krav til offentlig budsjettbalanse m.m. gjennom beregningsperioden i stor grad basert på Norges offentlige utredninger (1998): NOU 1998:11, Energi- og kraftbalansen mot 2020, scenariet "Stø kurs". Skatte- og avgiftsnivået holdes uendret på 2002-nivå. Et viktig unntak er at CO<sub>2</sub>-avgifter innføres fra og med 2010 som følge av Kyotoavtalen.

Når det gjelder utviklingen i kraftmarkedet frem til 2010 er den foreliggende referansebanen i stor grad basert på referansebanen som ble utarbeidet i beregningene til Statnetts Nettutviklingsplan, jf. Aune, Johnsen og Sagen (2001). For perioden 2010-2020 har vi laget egne anslag. Utgangspunktet for kraftproduksjonskapasitetene i Norden er forutsatt å være som i Nordel (2000). Tabell 3.2 viser nettotilveksten av kapasitet. I tillegg til nettotilveksten har vi forutsatt at nedslitt kapasitet erstattes frem til 2020.

**Tabell 3.1. Gjennomsnittlig årlig prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser. Referansebanen**

	2002-2010	2010-2020
BNP	1,0	1,0
BNP, Fastlands-Norge	1,9	1,6
Privat konsum	2,5	2,1
Offentlig konsum	1,2	0,6
Bruttoinvesteringer	1,0	1,5
Eksport	0,3	0,2
Import	2,7	1,9
Utførte timeverk	0,4	0,1

Overføringskapasitetene mellom de nordiske landene og ut av Norden er forutsatt å øke gjennom simuleringsperioden. Økningene kommer delvis som følge av nye kabler, men også nasjonale oppgraderinger som øker kapasiteten på mellomriksforbindelsene, jf. tabell 3.3. I tabellen angis antatte importkapasiteter som kan brukes når man tar hensyn til tidsoppløsningen i Normod-T. I enkelttimer kan import og eksport være høyere enn dette.

**Tabell 3.2. Endring i årlige kraftproduksjonskapasiteter i Norden i perioden 2002-2020. Referansebanen**

	Samlet endring 2002 - 2005	Samlet endring 2005 - 2010	Samlet endring 2010-2020
Norge	Vannkraft: + 1 TWh Vindkraft: + 1 TWh	Vannkraft: + 1 TWh I tillegg utvides effektkapasiteten med 500 MW Vindkraft: + 2 TWh	Vannkraft + 3 TWh Vindkraft + 2 TWh Gasskraft + 12 TWh
Sverige	Kjernerkeft: - 4 TWh Vindkraft: + 1 TWh	Vindkraft: + 1 TWh	Gasskraft <sup>1</sup> + 10 TWh
Danmark	Vindkraft: + 1 TWh	Vindkraft: + 1 TWh	
Finland		Gasskraft: + 6 TWh	Gasskraft + 6 TWh

<sup>1</sup> Den økte gasskraftkapasiteten i Sverige fra 2010-2020 er kraftvarmeverk hvor spillvarmen utnyttetes.

**Tabell 3.3. Overføringskapasiteter i 2005, 2010 og 2020, MW. Referansebanen**

Fra\Til:	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Ikke-Norden
2005					
Norge		2500	1000	70	30
Sverige	2500		1940	1720	1080
Danmark	780	2050			1560
Finland	70	1160			700
Ikke-Norden	30	1080	1560	700	
2010					
Norge		3000	1000	70	30
Sverige	3000		2500	1900	1080
Danmark	1000	2270			1560
Finland	70	1350			700
Ikke-Norden	30	1080	1560	700	
2020					
Norge		3000	1000	70	30
Sverige	3000		2500	1900	1080
Danmark	1000	2270			1560
Finland	70	1350			1400
Ikke-Norden	30	1080	1560	1400	

**Tabell 3.4. Kraftpriser på Kontinentet, øre/kWh, faste 2002-priser. Referansebanen**

	Sommer	Vinter
2005		
Lavlast	11	12,5
Mellomlast	14	15,5
Høylast	17	18,5
Topplast	34	35,5
2010		
Lavlast	16,5	18
Mellomlast	20,5	22
Høylast	24,5	26
Topplast	41	42
2020		
Lavlast	19,5	21
Mellomlast	23,5	25
Høylast	27,5	29
Topplast	44	45

For Norges vedkommende antas en rekke nasjonale tiltak som økt bruk av systemvern, økt transformator-kapasitet, temperaturoppgradering av nettet m.m. til at kapasiteten mot Sverige økes til 3000 MW i 2010, se Statnett (2002): Nettutviklingsplan 2002-2010. Likeledes økes kapasiteten fra Danmark mot Norge fra 780 MW i 2005 til 1000 MW i 2010, dvs. at import og eksportkapasiteten til Danmark blir lik. For kraft-handelen mellom de nordiske landene er kabelutnyttelsen satt til om lag 90 prosent på årsbasis på grunn av nødvendige revisjoner og vedlikehold. Utnyttelsen av kablene bestemmes ved simulering av modellen slik at kablene utnyttes i de perioder og sesonger hvor avkastningen ved handel er størst. Av modelltekniske årsaker er det ikke mulig å behandle kablene ut av Norden på samme måte. MW-kapasiteten for kablene ut av Norden er derfor skalert ned med 10 prosent i hver sesong og lastperiode.

Kraftprisutviklingen i land utenfor Norden er en viktig forutsetning ved bruk av Normod-T. Tabell 3.4 angir antatte realpriser på kraft i land på det europeiske Kontinentet i sommer- og vintersesongene og for hver

av Normod-Ts lastperioder. Kraftprisene i Russland er antatt å ligge under nivået i Norden i alle perioder slik at kapasiteten mot Finland og Norge er fullt utnyttet til import i alle perioder.

Frem til 2010 forutsetter vi at det europeiske kraftmarkedet er preget av en overgang fra et regulert regime til markedsbasert kraftomsetning. I denne overgangsperioden har vi antatt en viss overkapasitet i Europa med markedspriser i underkant av kostnadene knyttet til ny kraftproduksjon. Fra og med 2010 antar vi at markedet er konsolidert, og at de kontinentale markedsprisene på årsbasis svarer til de langsiktige utbyggingskostnadene. Årsgjennomsnittet av prisene i tabell 3.4 er om lag 15 øre/kWh i 2005, 21,5 øre/kWh i 2010 og 25 øre/kWh i 2020. Det er i disse prisene regnet inn virkningen av en internasjonal CO<sub>2</sub>-avgift eller kvotepris på CO<sub>2</sub> på 40 kr/tonn i 2010 og 125 kr/tonn i 2020.

Anslag for brenselpriser inklusive eksisterende avgifter er vist i tabell 3.5.

**Tabell 3.5. Brenselpriser fram mot 2020 inkl. eksisterende avgifter. Norske øre pr. tilført kWh (før omformings-tap i kraftverkene), faste 2002-priser<sup>1</sup>**

	Norge	Sverige	Danmark	Finland
Kull	4,7	4,7	4,3	4,7
Olje	21,5	7,2	7,2	7,2
Gass <sup>2</sup>	3,8	5,2	5,2	5,2
Gass1 <sup>3</sup>	5,7	7,0	7,4	6,6
Torv		6,4		6,4
Ved	6,8	6,1	8,5	5,6

<sup>1</sup> Brenselprisanslagene er basert på anslag gjort i Norges offentlige utredninger (1998): NOU 1998:11, Energi- og kraftbalansen mot 2020, scenariet "Stø kurs". Anslag på brenselpriser er usikre fordi energipriser generelt varierer mye. Ved anslag på energipriser i nasjonal valuta er valutakursvingninger et ytterligere usikkerhetsmoment. I og med at de fleste energivarer, også kraft, omsettes i et internasjonalt marked, vil en endring i valutakurs for et lite land som Norge motsvares av en tilsvarende og motsatt endring i energipriser målt i nasjonal valuta. Dermed vil ikke valutakursendringer for Norge endre anslagene målt i internasjonal valuta.

<sup>2</sup> Gass er gass gjennom eksisterende rør. For Norge er dette gass til Naturkrafts anlegg til en pris av 43 øre/Sm<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Gass1 er gass fra nytt rør fra Russland til Finland, Sverige og Danmark, mens Gass1 for Norge er gass til 65 øre/Sm<sup>3</sup>.

Det er antatt at et CO<sub>2</sub>-kvotesystem eller lignende mekanisme kommer i drift fra 2010 som følge av Kyotoavtalen<sup>3</sup>. I beregningene er det forutsatt at alle utslipp av CO<sub>2</sub> kommer inn under dette systemet. Prisen eller avgiften på CO<sub>2</sub> er innfaset med 40 kr/tonn CO<sub>2</sub> i 2010, stigende til 80 kr. i 2011 og 125 kr/tonn CO<sub>2</sub> fra og med 2012. Danmark har allerede innført et system for prising av CO<sub>2</sub> fra kraftproduksjon. Dansk kraftproduksjon utover et visst grensenivå er pålagt en pris på 40 kr/tonn fra og med 2002. Grensenivået er fastsatt til 90 prosent av normalt årsforbruk i Danmark og dette nivået reduseres svakt utover i perioden. Småskala kraftproduksjon regnes ikke med og pålegges ikke denne avgiften. Nærmere informasjon om det danske CO<sub>2</sub>-opplegget finnes på [www.energiestyrelsen.dk](http://www.energiestyrelsen.dk). Fra og med 2010 omfattes Danmark av den generelle CO<sub>2</sub>-avgiften.

Som nevnt i innledningskapittelet er det laget en supplerende referansebane med tilhørende virkningsberegning hvor Englands kabel på 1200 MW bygges. Forutsetningene er som i den første referansebanen med følgende unntak:

- Det innføres ikke CO<sub>2</sub>-avgifter
- Det bygges ikke gasskraft i Norge
- Energitung industri i Norden har noe høyere forbruk etter 2010 enn i den supplerende referansebanen som følge av at det ikke innføres CO<sub>2</sub>-avgifter. For Norge utgjør det 2,1 TWh per år.
- Kraftprisene på Kontinentet og i England forutsettes å være 2 øre høyere i alle lastavsnitt gjennom hele beregningsperioden.

---

<sup>3</sup> Fra og med 2012 er det antatt en kvotepris på 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Bakgrunn for dette anslaget er blant annet Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) fra Miljøverndepartementet. I alternativet hvor det blir en felles gjennomføring av Kyotoavtalen internasjonalt legger meldingen til grunn en kvotepris på 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub>

# 4. Resultater

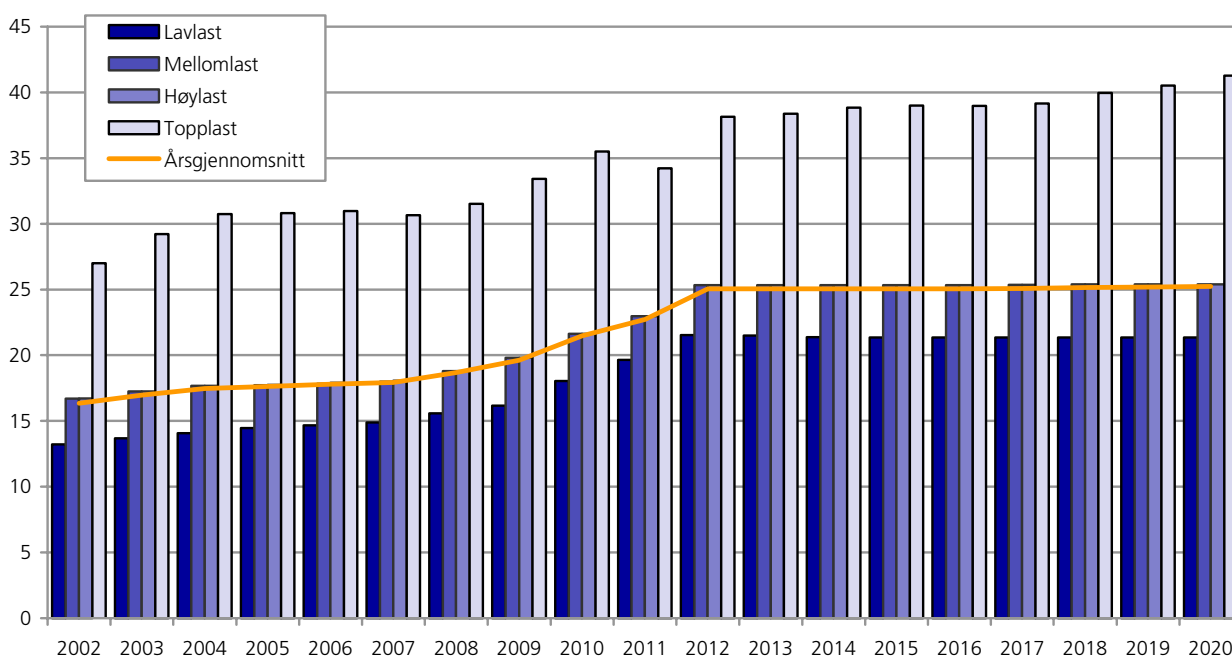
## 4.1. Referansebanen

Frem til 2010 vokser kraftetterspørselen i Norge raskere enn tilbudet. I 2010 er det en nettoimport på 8,4 TWh. Etter 2010 vokser imidlertid tilgangen raskere enn etterspørselen. I 2020 er det 2,9 TWh nettoeksport. Det er i hovedsak husholdningene som øker sin kraftetterspørsel. Husholdningenes forbruk øker med 1,4-1,5 prosent pr. år i hele perioden. Forbruket i kraftintensiv industri faller med 2,2 TWh fra 2010 til 2020. Dette skyldes i hovedsak innføringen av CO<sub>2</sub>-avgifter med påfølgende høyere kraftpriser. Forbruket i andre sektorer endres mindre, men også her er det en viss vekst i kraftforbruket. Fra 1998 til 2020 er det forbruksveksten for servicenæringer og industri (eksklusive kraftkrevende industri) på 5,1 TWh eller om lag 15 prosent.

Tabell 4.1. Elektrisitetsbalanse for Norge. TWh

	1998	2010	2020	Årlig prosentvis vekst	
				1998-2010	2010-2020
Total produksjon	116,8	124,4	141,6	0,5	1,3
- Vannkraft	116,3	120,0	123,0	0,3	0,2
- Vindkraft		3,0	5,0		5,2
- Gasskraft			12,0		
- Annet	0,5	1,4	1,6	9,3	0,8
Import	8,0	12,1	7,3	3,5	-4,9
Eksport	4,4	3,7	10,2	-1,5	10,7
Tap, pumpekraft og statistisk diff.	10,4	11,2	11,5	0,6	0,3
Nettoforbruk	110,0	121,7	127,2	0,8	0,4
- Kraftintensiv industri	32,0	32,6	30,4	0,2	-0,7
- Treforedling	7,2	7,0	7,2	-0,2	0,2
- Annen industri	10,3	12,3	12,8	1,5	0,4
- Annen næringsvirksomhet	24,3	26,6	26,9	0,8	0,1
- Husholdninger og jordbruk	36,2	43,2	49,9	1,5	1,4

Figur 4.1. Norske kraftpriser etter lastsituasjon og årsgjennomsnitt 2002 - 2020. Øre/kWh, faste 2002-priser



Kraftprisene øker svakt frem til 2007 hvor årsgjennomsnittet målt i 2002-priser er 18 øre/kWh<sup>4</sup>. Som følge av økt stramhet i markedet og innføringen av CO<sub>2</sub>-avgifter, stiger prisene kraftig en periode til de når et årsgjennomsnitt på 25 øre/kWh i 2012. Dette tilsvarer om lag totalkostnaden for gasskraft med en CO<sub>2</sub>-avgift eller kvotepris på 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Deretter holder prisene seg nær uendret til 2020, jf. figur 4.1.

Prisene i de ulike lastperiodene utvikler seg om lag som årsgjennomsnittene. Helt mot slutten av simuleringssperioden øker toppplastprisene mer enn de andre prisene, noe som reflekterer en gradvis økende knapphet på toppplastkapasitet i Norge.

Kraftutvekslingen mellom de nordiske landene og mellom nordiske land og land utenfor Norden i 2005, 2010 og 2020 fremgår fra tabell 4.2.

I 2005 er det Danmark og land utenfor Norden som er de største nettoeksportørene med 7 og 17 TWh nettoeksport. En tredjedel av importen fra land utenfor Norden er russiske leveranser til Finland. Det resterende er tysk eksport til Danmark og Sverige.

I 2010 er bildet endret og Danmark er en stor eksportør (26 TWh). Av dette går 9 TWh til Tyskland, 12 TWh til Sverige og 5 TWh til Norge. For å klare denne eksporten er den danske produksjonen i 2010 på sitt høyeste nivå hele simuleringssperioden sett under ett med en produksjon på 62 TWh. Av dette utgjør vindkraft og desentral småskalaproduksjon basert på biobrensler, gass og kull i sum 15 TWh. Den resterende produksjon er kull og gassbasert produksjon med eller uten tilknyttet varmfordel. Til sammenligning var dansk kraftproduksjon i 1996 på 51 TWh. I forhold til produksjonen i 1996 er det vindkraft og desentral produksjon som står for veksten til 2010. Vår forutsetning om at dansk kullkraftkapasitet holder seg frem til 2010 er kritisk for at dette skal være mulig. Med større depresiering av dansk kapasitet ville markedet vært strammere, prisen høyere og en del av den danske eksporten til Tyskland ville ha falt bort. På den annen side ville det i stedet blitt økt transitt av kraft fra Tyskland gjennom Danmark til det nordiske systemet.

Frem mot 2020 blir Norge nettoeksportør, Sverige importerer netto 13 TWh, mens Danmark nå netto eksporterer 16 TWh. Finland importerer netto 11 TWh i 2020. Økende etterspørsel i Norden og et gradvis strammere nordisk marked, samt doblet overføringskapasitet mellom Finland og Russland, bidrar til at handelen mot land utenfor Norden fra 2010 til 2020 snur. I 2010 var det 5 TWh eksport fra Norden, mens det i 2020 er 5 TWh import til Norden fra land utenfor Norden.

Tabell 4.2. Handel med elektrisk kraft 2005, 2010 og 2020. TWh

Fra:\Til:	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Ikke-Norden	Sum
<b>2005</b>						
Norge		3,5	1,7	0,0	0,0	5,3
Sverige	9,6		0,3	3,7	2,6	16,2
Danmark	3,8	11,5			2,2	17,4
Finland	0,1	0,4				0,5
Ikke-Norden	0,3	6,9	8,4	6,1		21,6
Sum	13,7	22,2	10,4	9,9	4,8	
<b>2010</b>						
Norge		3,1	0,6	0,0	0,0	3,7
Sverige	6,4		0,0	1,8	5,6	13,9
Danmark	5,4	12,1			10,8	28,4
Finland	0,0	3,7				3,7
Ikke-Norden	0,3	2,7	2,1	6,1		11,2
Sum	12,1	21,6	2,6	8,0	16,4	
<b>2020</b>						
Norge		9,0	1,1	0,0	0,0	10,2
Sverige	2,7		0,3	1,9	3,6	8,5
Danmark	4,3	5,8			10,7	20,8
Finland	0,1	3,1				3,2
Ikke-Norden	0,3	4,0	2,8	12,3		19,3
Sum	7,3	21,9	4,3	14,2	14,3	

## 4.2. Kabelberegninger

I referansebanen er det forutsatt at det ikke etableres nye sjøkabler mellom Norge og land utenfor Norden, dvs. Tyskland, Nederland eller England. For å se nærmere på hvilke konsekvenser nye utenlandskabler kan få, har vi laget tre beregninger som inkluderer nye kabler. Beregningen KABEL1 har en ny kabel til Tyskland (600 MW) fra og med 2005, KABEL2 har ytterligere en ny kabel (600 MW) til Tyskland fra og med 2008, mens KABEL3 er med kabel til England på 1200 MW fra og med 2005. I KABEL3 er det ikke kraftkabler til Tyskland.

### 4.2.1. En kabel til Tyskland fra og med 2005

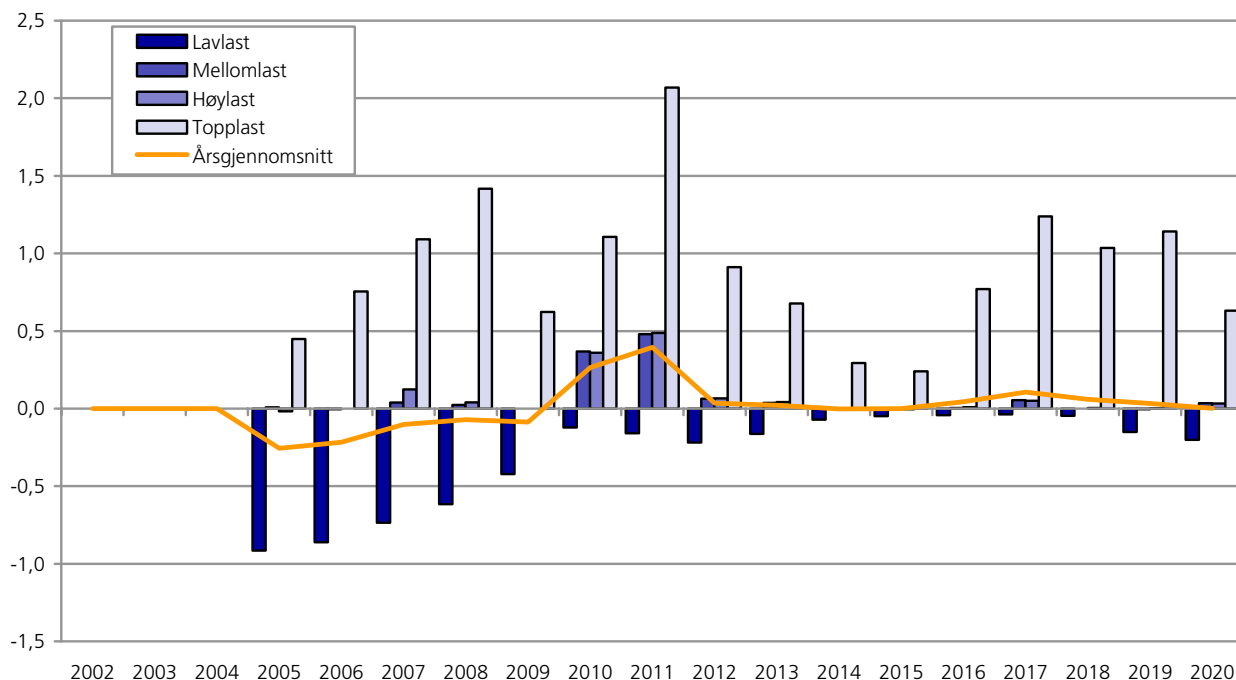
En kabel til Tyskland fra 2005 gir ingen dramatiske følger for handelsmønstrene. Kabelen utnyttes til både import og eksport. Norges samlede nettohandel over året påvirkes bare i mindre grad. Kabelen øker integrasjonen mellom det norske og tyske markedet, og prisene i Norge endres noe, jf. figur 4.2.

Det er toppplastprisene som endres mest. Den økte kabelkapasiteten fører til økt etterspørsel etter toppplastkapasitet, og prisene presses opp. Lavlastprisene faller noe først i perioden, siden kabelen muliggjør økt import av billig kraft fra Tyskland om natten og i helgene. Virkningen på årsgjennomsnittet av kraftprisen er beskjeden. Økte toppplastpriser motvirkes av reduserte lavlastpriser, og totalvirkningen er for alle år mindre enn et halvt øre på årsbasis.

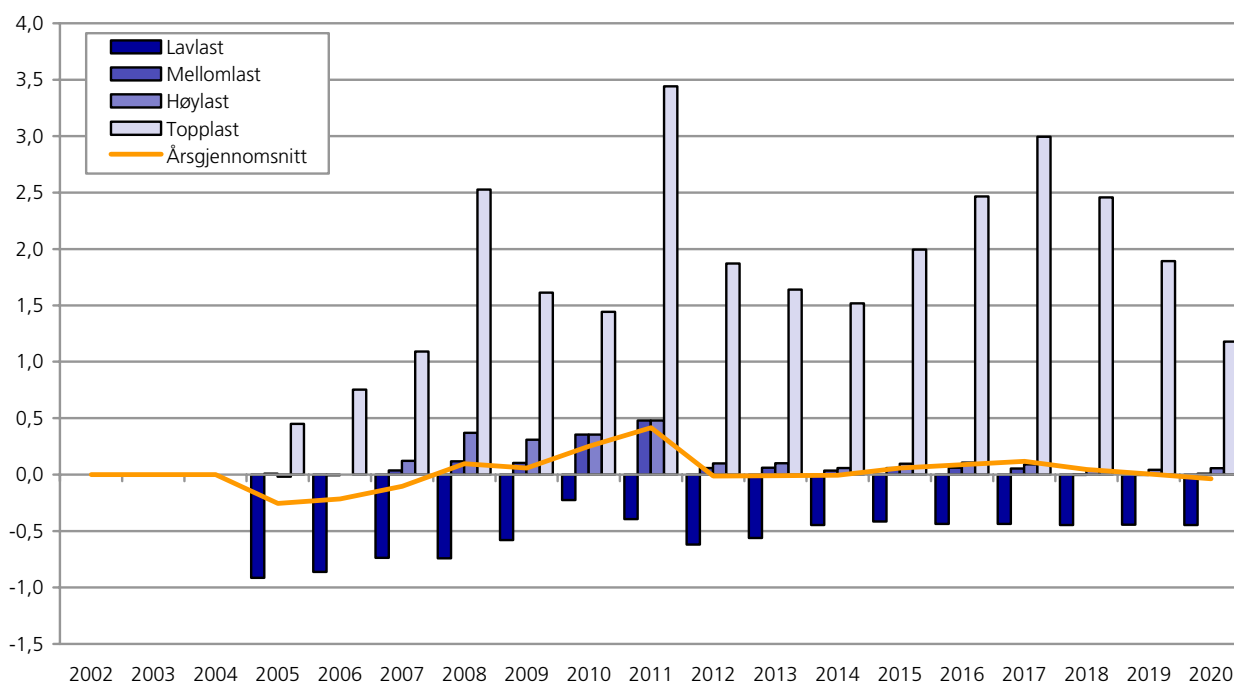
<sup>4</sup> Kraftpris, krafthandel og kraftforbruk som er omtalt i kapittel 4.1 til 4.5 gjelder for nedbørsmessige normalår. For ekstreme tørr- og våtår kan avvikene være betydelige, se kapittel 4.6 om tilsigsvariasjoner.



Figur 4.2. Prisendringer i Norge som følge av at det etableres en kabel til Tyskland. Avvik fra referansebanen, øre/kWh, faste 2002-priser



Figur 4.3. Prisendringer i Norge som følge av at det etableres ytterligere en kabel til Tyskland. Avvik fra referansebanen, øre/kWh, faste 2002-priser



#### 4.2.2. Ytterligere en kabel til Tyskland fra og med 2008

Ytterligere en kabel til Tyskland bidrar heller ikke til store endringer i handelsmønsteret. Kabelen bidrar til større kraftutveksling mellom Norge og Tyskland, men nettohandelen endres lite. Økningen i kabelkapasitet påvirker imidlertid prisene i sterkere grad enn tilfellet var i beregningen med en kabel.

Topplastprisene presses ytterligere opp, og fallet i lavlastprisene er sterkere enn i tilfellet med bare en kabel. I mellom- og høylast endres prisene ubetydelig. Også årsgjennomsnittet endres lite som følge av at prisoppgangen i topplast motvirkes av lavere lavlastpriser.

**4.2.3. Kabel til England fra og med 2005**

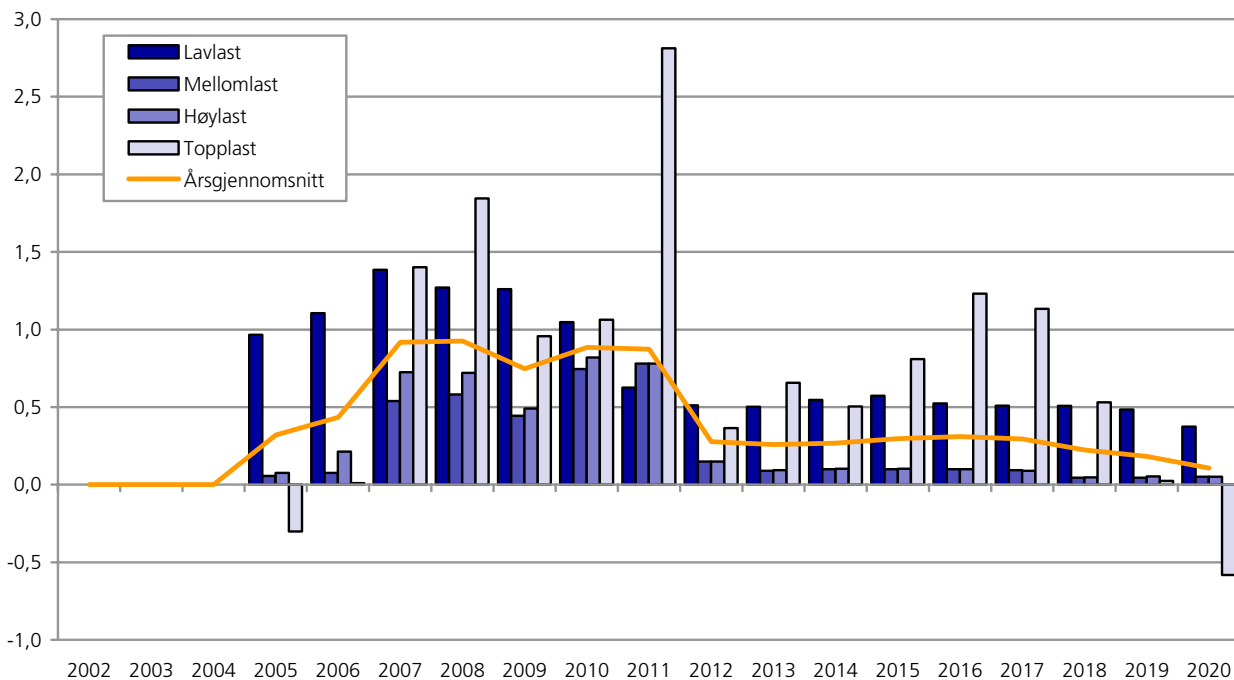
Ett alternativ til utbygging av kabler til Tyskland kan være å bygge ut en kabel til England i stedet. Prisstrukturen i det engelske kontra det tyske markedet kan medføre at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å koble seg opp til det engelske markedet kan avvike fra tilfellene hvor man bygger en eller flere kabler til Tyskland. Observerte kraftpriser i det tyske og engelske markedet i 2001/2002 er brukt til å anslå forskjeller mellom de tyske og engelske kraftprisene for de ulike periodene i Normod-T. Videre har vi antatt at det europeiske kraftmarkedet gradvis vil integreres, blant annet som følge av de politiske prosessene i EU. Her legger elektrisitetsdirektivet fra 1996 og andre vedtak klare føringer i retning av et velfungerende europeisk kraftmarked. Konkret antar vi at prisforskjellene mellom England og Tyskland gradvis reduseres. I 2005 forutsettes prisforskjellene å være 60 prosent av det som ble observert i 2001/2002. For Tyskland er prisene hentet fra EEX-børsen (tidligere LPX - Leipzig Power Exchange), mens kilde for priser i England er APX (Automated Power Exchange). Prisforskjellene forutsettes å synke gradvis til 35 prosent i 2010 og videre ned mot 25 prosent i 2020, se tabell 4.3. Som det fremgår i tabell 4.3 er prisstrukturen i det engelske kraftmarkedet mer sammenpresset enn i det tyske: Topplastprisene er lavere og lavlastprisene høyere enn i Tyskland.

**Tabell 4.3. Kraftpriser i England og Kontinentet, øre/kWh, faste 2002-priser**

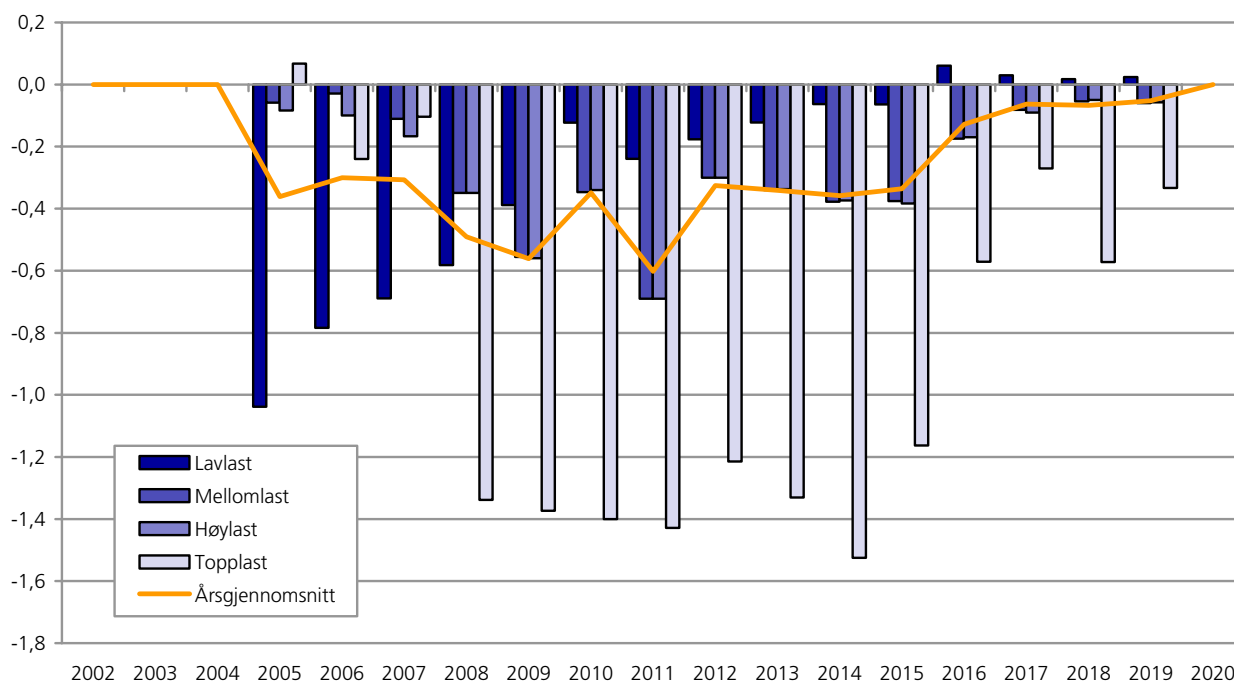
	Sommer		Vinter	
	England	Kontinentet	England	Kontinentet
2005				
Lavlast	15,8	11,0	16,3	12,5
Mellomlast	17,4	14,0	16,6	15,5
Høylast	20,4	17,0	19,6	18,5
Topplast	31,8	34,0	30,6	35,5
2010				
Lavlast	19,3	16,5	20,2	18,0
Mellomlast	22,4	20,5	22,6	22,0
Høylast	26,4	24,5	26,6	26,0
Topplast	39,2	41,0	39,2	42,0
2020				
Lavlast	21,6	19,5	22,7	21,0
Mellomlast	25,0	23,5	25,6	25,0
Høylast	29,0	27,5	29,6	29,0
Topplast	42,7	44,0	43,1	45,0

Sammenlignet med tilfellene med Tyslandskabler blir kraftprisene i Norge i begynnelsen av perioden noe høyere. Målt som årspris ligger de som mest om lag 1 øre/kWh høyere, se figur 4.4. Som følge av antagelsene om økt integrasjon i de europeiske kraftmarkedene faller prisforskjellene etter hvert nesten helt bort. Gjennomsnittlig norsk årspris er 0,1 øre/kWh høyere enn i tilfellet med Tyslandskabler i 2020.

**Figur 4.4. Prisendringer i Norge som følge av at det etableres en kabel til England. Avvik fra referansebanen, øre/kWh, faste 2002-priser**



Figur 4.5. Prisendringer i Norge som følge av at et gasskraftverk fremskyndes til 2005. Avvik fra referansebanen, øre/kWh, faste 2002-priser



### 4.3. Tidligere gasskraftinnfasing

I referansebanen fases det inn 12 TWh gasskraft jevnt i perioden 2011-2020. Tidligere innfasing innebærer at bygging av et gasskraftverk på 6 TWh flyttes til 2005 (GASS1), mens ytterligere et gasskraftverk på 6 TWh flyttes frem til 2008 i GASS2-beregningen. Således er innfasingstidspunktene i de to gassberegningene sammenfallende med tidspunktene for idriftsettelse av de nye utenlandskablene i KABEL1- og KABEL2-beregningene i foregående avsnitt. Dermed er det mulig å sammenligne virkningene av kabel- og gasskraftinvesteringer.

#### 4.3.1. Forsert utbygging av et gasskraftverk

Fremskyndet bygging av gasskraftverk resulterer i prisfall i alle lastperioder, men utslagene er små - årsprisen faller med 0,5 øre/kWh over den aktuelle periode, jf. figur 4.5.

Prisfallet genererer en svak økning i det innenlandske forbruket, men 90 prosent av gasskraftproduksjonen eksporteres eller erstatter importkraft. Bedringen i nettoimporten i 2010 er derfor 5,4 TWh, siden gasskraftverket produserer 6 TWh årlig. Utbygging av gasskraft i omfang som i referansebanen er bedriftsøkonomisk lønnsomt med de forutsetninger som gjaldt i den beregningen<sup>5</sup>, mens fremskynding av 6 TWh gasskraftverk reduserer den bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Den er imidlertid fremdeles positiv. Den

samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved fremskynding av ett gasskraftverk er positiv, se kapittel 5.

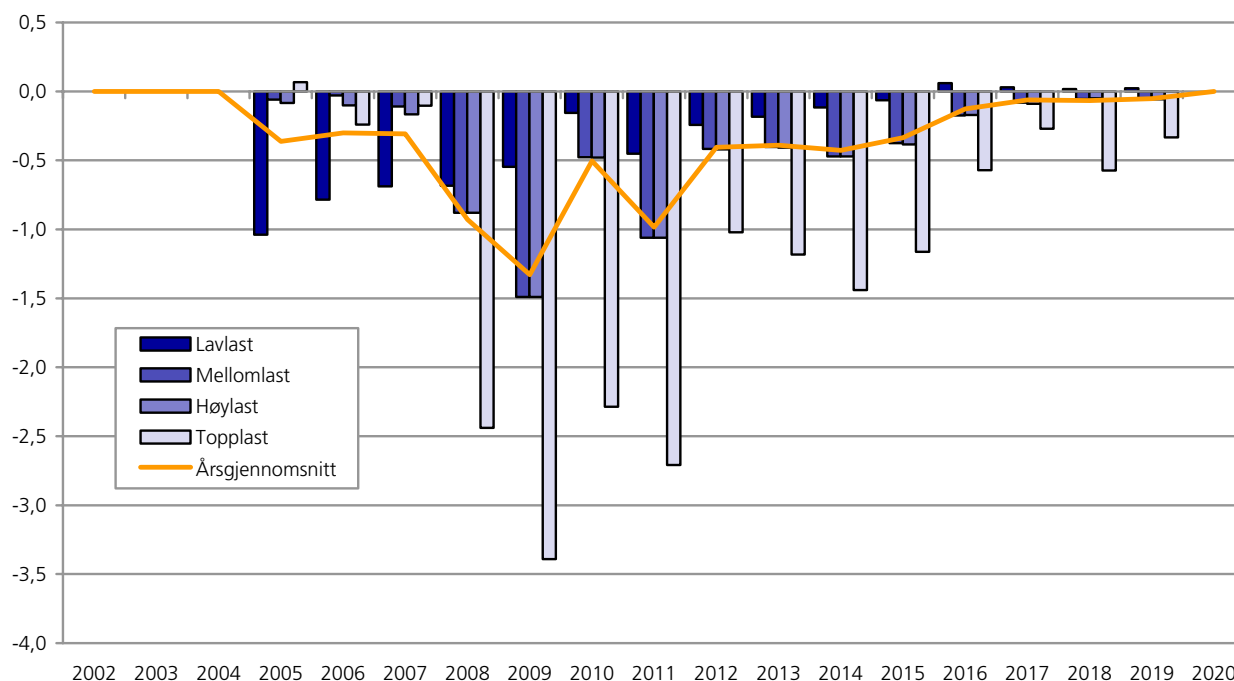
#### 4.3.2. Forsert utbygging av ytterligere et gasskraftverk

Fremskynding av ytterligere et gasskraftverk (til 2008) gir ytterligere prisfall i perioden 2008-2012 sammenlignet med referansebanen i forhold til å fremskynde et gasskraftverk. Årsprisen reduseres med inntil ytterligere 1 øre/kWh i denne perioden, jf. figur 4.6.

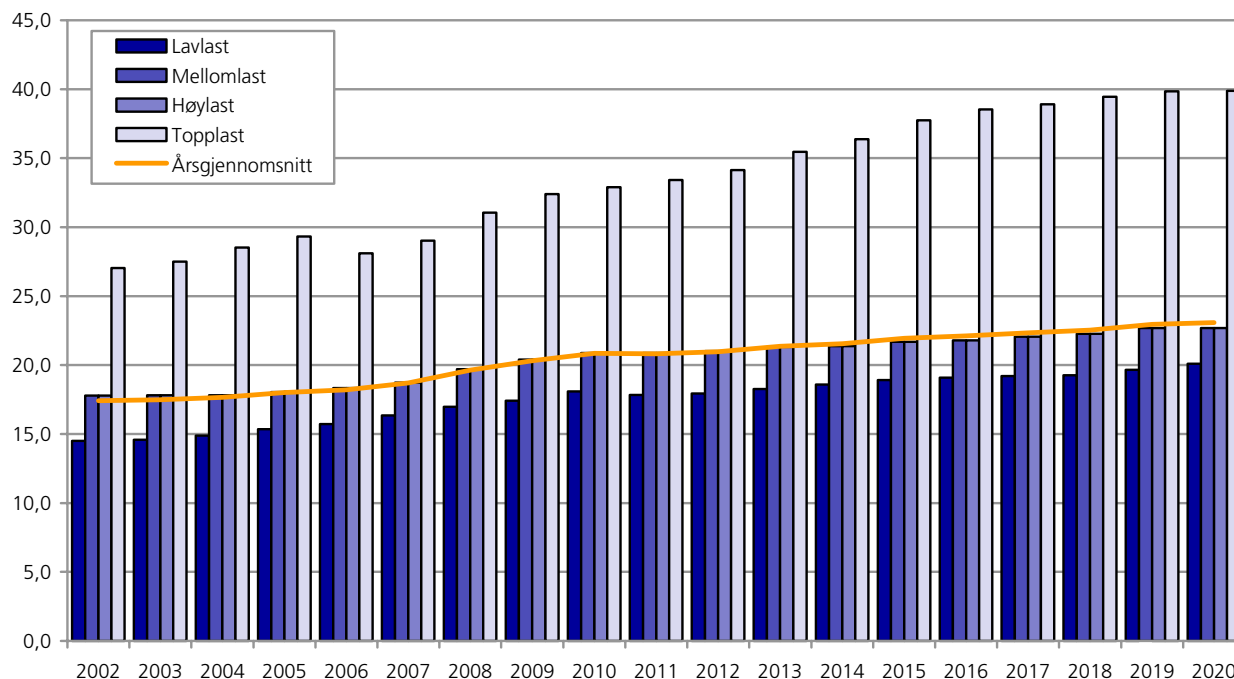
Prisfallet er imidlertid for lite til at det innenlandske forbruket endrer seg særlig mye, og det meste av produksjonsøkningen eksporteres eller replaserer import. I 2010 fører dette til at nettoimporten på 8,4 TWh fra referansebanen snus til 3 TWh nettoeksport. Senere i perioden er virkningene små, siden vi bare snakker om en fremskynding av gasskraftverkene i forhold til referansebanen. Fremskynding av 12 TWh gasskraft reduserer den bedriftsøkonomiske lønnsomheten ved gasskraftverk ytterligere. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten reduseres noe i forhold til fremskynding av et gasskraftverk, men er fremdeles positiv i forhold til referansebanen.

<sup>5</sup> Totale årskostnader for gasskraftverk er ved en brukstid på 7500 timer forutsatt å være 19,6 øre per kWh for CO<sub>2</sub>-avgifter innføres. Ved en CO<sub>2</sub>-avgift på 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub> blir tilsvarende årskostnad 24,3 øre per kWh.

Figur 4.6. Prisendringer i Norge som følge av at ytterligere et gasskraftverk fremskyndes. Avvik fra referansebanen, øre/kWh, faste 2002-priser



Figur 4.7. Norske kraftpriser etter lastsituasjon og årsgjennomsnitt 2002 - 2020 i alternativet REF-B. Øre/kWh, faste 2002-priser

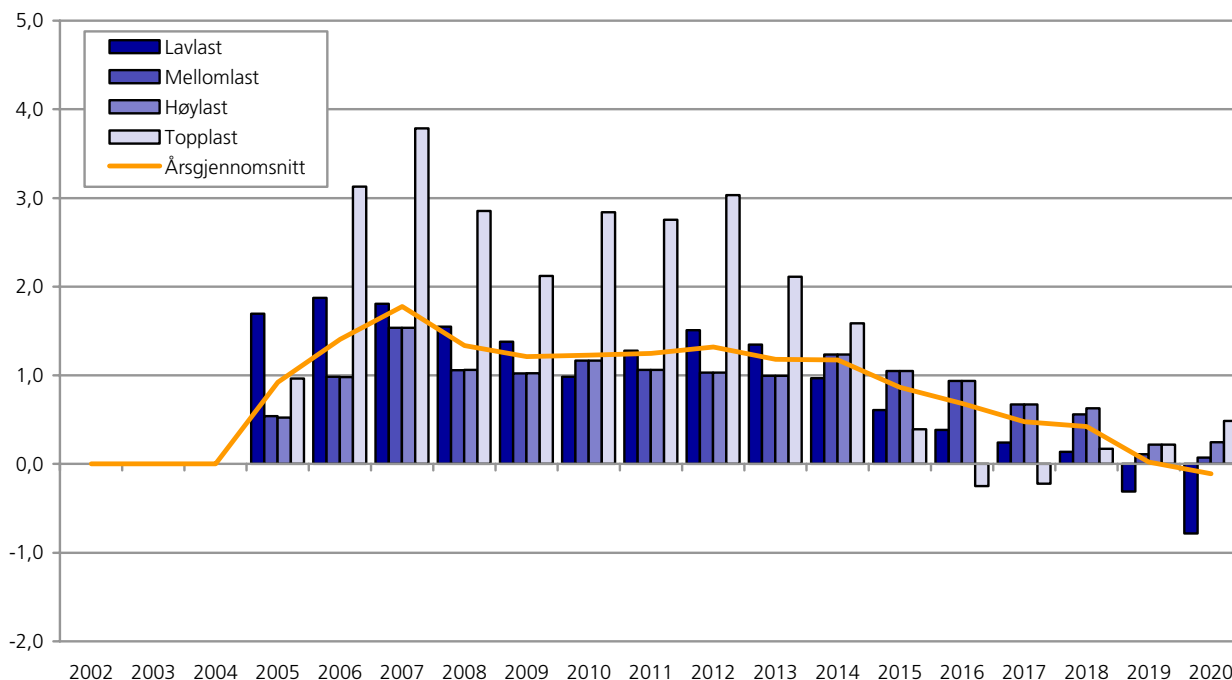


**4.4. En supplerende referansebane med tilhørende Engelskabelbane**

Så langt er resultatene fra den ordinære referansebanen (REF) med tilhørende virkningsberegninger omtalt. Som beskrevet tidligere er det også laget beregninger med en supplerende referansebane (REF-B). I denne banen er det en mer jevn prisstigning enn i REF-alternativet. Årsgjennomsnittet av prisene når 20

øre/kWh i 2009, mens i 2020 er årsprisen 23,6 øre/kWh, se figur 4.7. Etter 2010 er kraftprisen på Kontinentet forutsatt stabil, og stigningen i pris skyldes derfor en økende grad av import som følge av manglende kraftutbygging i forhold til økningen i forbruket av kraft. I 2020 er det en nettoimport på 14 TWh. Makroøkonomisk er utviklingen om lag som i REF-alternativet, se tabell 3.1.

Figur 4.8. Prisendringer i Norge som følge av at det etableres en kabel til England. Avvik fra REF-B, øre/kWh, faste 2002-priser

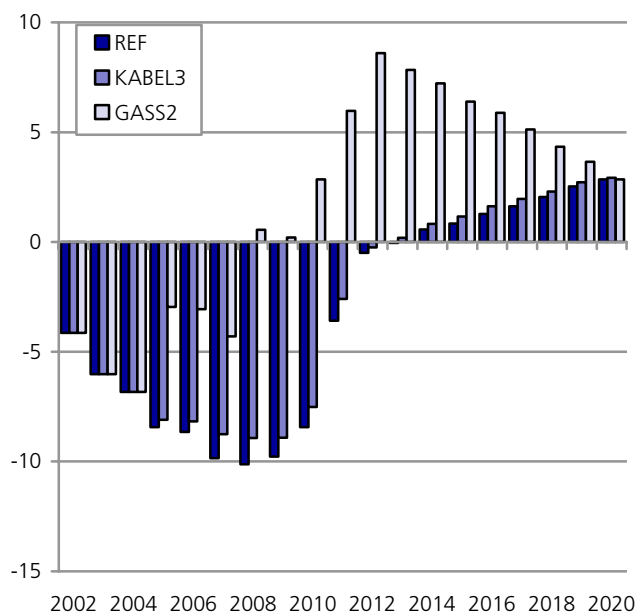


Kombinasjonen av REF-B og bygging av en Englands-kabel på 1200 MW (KABEL3-B) medfører at kraftprisene, målt som årsgjennomsnitt i perioden 2006 - 2015 hever seg 1-2 øre per kWh, se figur 4.8. Dette skyldes at de forutsatte kraftprisene i England i gjennomsnitt ligger over de norske kraftprisene i REF-B. Topplastprisene stiger enda mer som følge av større eksportmuligheter til markeder med høyere pris. Mot slutten av beregningsperioden forsvinner forskjellene mellom REF-B og KABEL3-B. De høyere prisene mellom 2006 og 2015 demper kraftforbruket i Norge med 1-2 TWh per år.

#### 4.5. Sammenligning av kabler og gasskraft

Bygging av kabler eller fremskynding av gasskraftverk vil, som vist tidligere, påvirke en rekke faktorer som kraftpriser, kraftforbruk og krafthandel. I figur 4.9 er virkningen på nettoeksporten av kraft illustrert. Virkningen på kraftbalansen ved bygging av en Englandskabel (KABEL3) er ikke stor. Nettoimporten avtar med inntil 1 TWh per år eller mindre. Eventuelt øker nettoeksporten i samme omfang. Fremskynding av 2 gasskraftverk gir et annet bilde. I hovedsak fører den økte krafttilgangen til økt eksport, eventuelt redusert import. På det meste forbedres kraftbalansen med rundt 10 TWh. Kraftprisene faller noe, slik at forbruket i Norge også blir høyere. For vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved bygging av kabler og fremskynding av gasskraftverk, se kapittel 5.

Figur 4.9. Nettoeksport av kraft i TWh



#### 4.6. Tilsigsvariasjoner

Virkninger i kraftmarkedet av kabelinvesteringer og/eller endringer i produksjonskapasitet er ovenfor studert under forutsetningen om at eksogene faktorer som temperatur, nedbør og konjunktursituasjon er normale/gjennomsnittlige gjennom hele perioden vi betrakter. I det norske (og nordiske) kraftmarkedet er vannkraft en dominerende kraftproduksjonsteknologi. Variasjoner i nedbør vil derfor kunne gi opphav til tildels store avvik i kraftproduksjon, -priser og -handel. For hver av hovedbanene varierer vi produksjonen i

vannkraft i Norden slik at både tørrår med lavere vannkraftproduksjon enn normalt og våtår med mer vannkraftproduksjon enn normalt kan studeres. Øvrige forutsetninger holdes uendret med unntak av at høyere (lavere) pris enn i normalårsbanen medfører lavere (høyere) kraftforbruk<sup>6</sup>. Vi har modellert alternativer med tilsig som gir 75, 80 og 90 prosent av normalproduksjon (tørrår) og 110, 120 og 125 prosent av normalproduksjon (våtår).

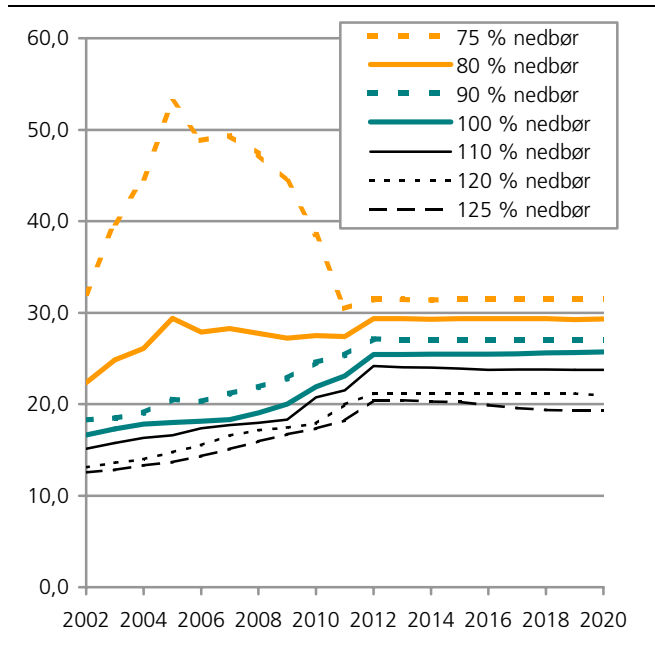
En viktig grunn for å ha med beregninger hvor vi varierer tilsig er at det er stor usikkerhet om hvilke tilsigalternativer som vil bli realisert over beregningsperioden. Ved beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, (se kapittel 5), kan utfallsrommet for virkningene av ulike tiltak illustreres ved å bruke ulike vektninger på tilsigalternativene. En annen motivasjon for å bruke andre vektorer enn det rene sannsynlighetsbetraktninger tilsier kan for eksempel være risikoaversjon mot utfall som ekstreme tørrår. Da vil tilsigalternativer med lite nedbør gis større vekt.

De norske kraftprisene er følsomme for variasjoner i tilsig, se figur 4.10 til 4.14. I referansebanen (REF) er det spesielt fram mot 2010 at prisvirkningene som følge av nedbørsvariasjon er store, se figur 4.10. Prisen kommer i det tørreste alternativet opp i over 50 øre/kWh på årsbasis. Etter 2010 er produksjonskapasiteten høyere, kraftbalansen bedre og virkningene av nedbørsvariasjon betydelig mindre.

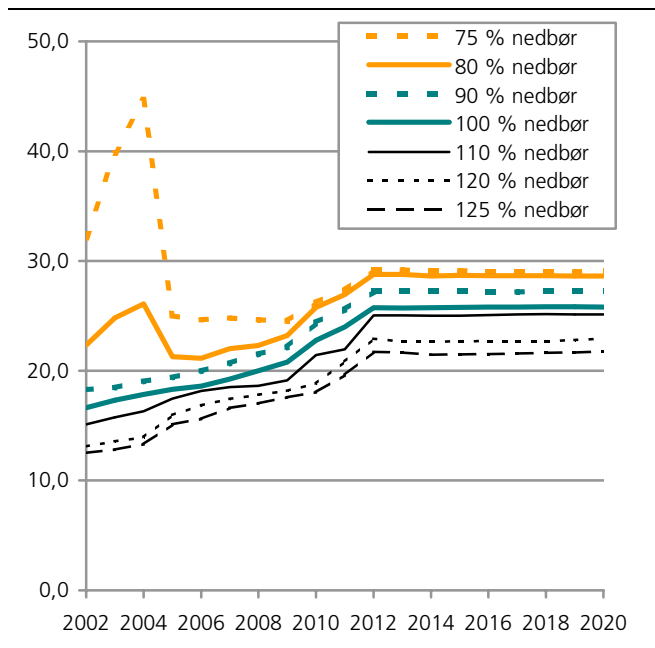
Ved å bygge en kabel til England (KABEL3) reduseres prisvirkningene av ekstreme tørr- og våtår betydelig, se figur 4.11. Ved å knytte seg opp mot det engelske systemet, som i stor grad er termisk basert, vil man i ekstreme tørrår ha stor nettoimport av kraft fra England og lavere priser enn ellers. Det motsatte er tilfelle i våtår. Etter 2012 er spennet i årsprisene mindre enn 10 øre per kWh mellom det tørreste og våtteste alternativet. Ved at prisene presses ned (tørrår), eventuelt opp (våtår), blir variasjonene i forbruk mindre enn i referansebanen (REF).

To fremskyndede gasskraftverk (GASS2) har mindre å si for prisvariasjonene som følge av nedbørsvariasjoner enn en kraftkabel til England, se figur 4.12. Dette skyldes at kabel virker symmetrisk ved at både prisøkninger og prisfall reduseres som følge av nedbørsvariasjoner. Med fremskyndet gasskraft bedres kraftbalansen, og tørrår får mindre konsekvenser i form av prisøkninger. På den annen side faller prisene mer i våtår. Gasskraftverkene reduserer prisvariasjonene tidlig i banen, men på lengre sikt blir GASS2 nesten lik referansebanen hvor prisforskjellen mellom våtteste og tørreste alternativ er om lag 12 øre/kWh.

Figur 4.10. Kraftpriser i Norge ved forskjellige tilsigalternativer i referansebanen (REF), øre/kWh, faste 2002-priser



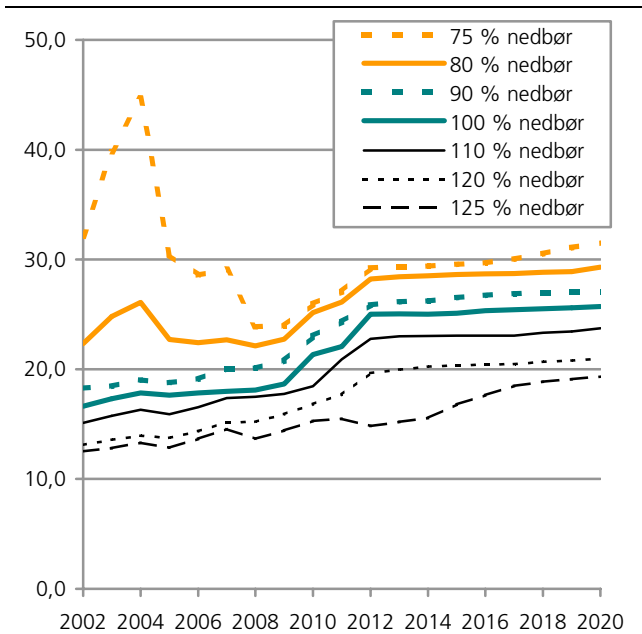
Figur 4.11. Kraftpriser i Norge ved forskjellige tilsigalternativer i beregningen med 1200 MW kabel til England (KABEL3), øre/kWh, faste 2002-priser



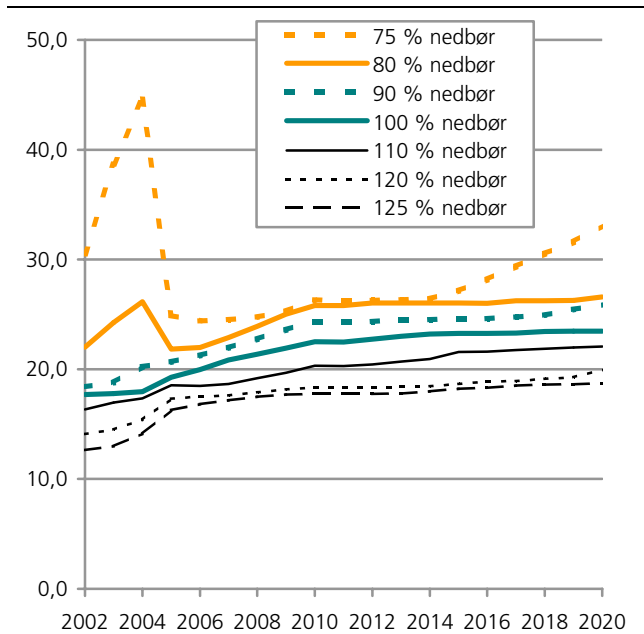
I den supplerende referansebanen hvor det ikke bygges ut gasskraftverk i Norge, blir prisutslagene som følge av tørrår store på lengre sikt, se figur 4.13. Fram mot 2020 blir årsprisen rundt 70 øre i alternativet med 75 prosent tilsig. Dette skyldes at man i et normalår er i en situasjon med nettoimport av kraft. Med tilsig større enn normalt blir virkningene små. Prisene faller lite i forhold til et normalår, siden kapasiteten i kraftkablene er stor nok til å få eksportert mesteparten av den økte krafttilgangen.

<sup>6</sup> Vi har antatt en priselastisitet på -0,08 mhp. på kraftprisen (eksklusive nettleie, avgifter og avanser) for samlet kraftforbruk.

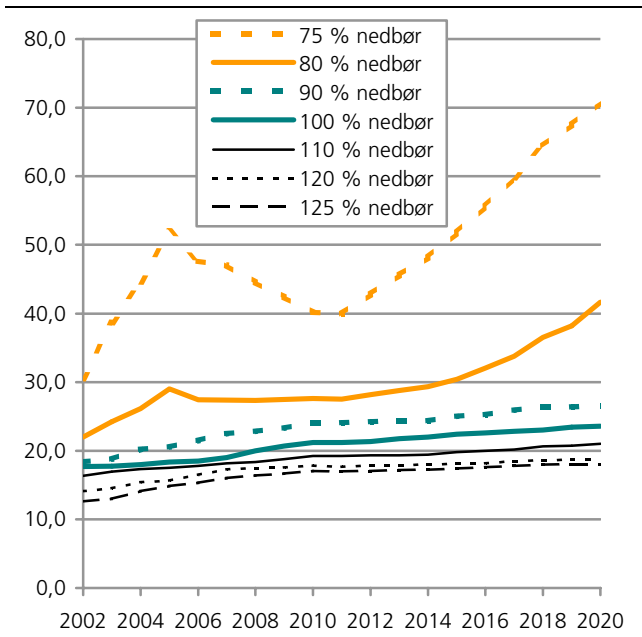
**Figur 4.12. Kraftpriser i Norge ved forskjellige tilsigsalternativer i banen med 2 fremskyndede gasskraftverk (GASS2), øre/kWh, faste 2002-priser**



**Figur 4.14. Kraftpriser i Norge ved forskjellige tilsigsalternativer i den supplerende Engelskabelbanen (KABEL3-B), øre/kWh, faste 2002-priser**



**Figur 4.13. Kraftpriser i Norge ved forskjellige tilsigsalternativer i den supplerende referansebanen (REF-B), øre/kWh, faste 2002-priser**



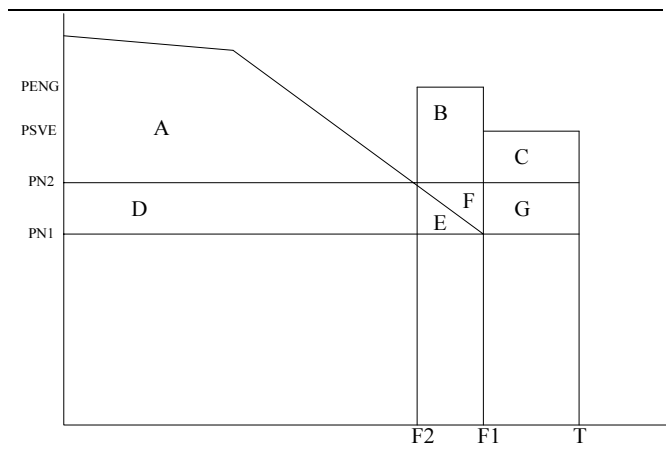
Ved å bygge ut en kraftkabel til England (KABEL3-B) dempes prisvirkningene av nedbørsvariasjoner betydelig i forhold til REF-B, se figur 4.14. I motsetning til KABEL-3 får man her den effekten at prisene stiger fram mot 2020 i det tørreste alternativet. Det skyldes at all tilgjengelig produksjon i Norge og alle importmuligheter til Norge brukes, og likevekten mellom tilgang og anvendelse av kraft opprettholdes ved at forbruket rasjoneres med en høyere kraftpris.

# 5. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nye kabler eller fremskynding av gasskraftverk

For å finne samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge ved å bygge kabler eller fremskynde gasskraftverk går vi fram på følgende måte. Vi tar utgangspunkt i referansebanen, eventuelt den supplerende referansebanen. I referansebanen er det for hvert tidsavsnitt i hvert år gjennom beregningsperioden en produsentinntekt og ett konsumentoverskudd i Norge samt diverse flaskehalsinntekter mellom Norge og andre land. Ved innføring av en eller flere kabler mot andre land eller fremskynding av gasskraftverk endres disse størrelsene.

Nåverdien av summen av disse endringene fratrukket nåverdien av kostnadene ved tiltaket blir da et mål på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Figur 5.1 illustrerer hvordan vi har beregnet samfunnsøkonomisk overskudd av en kabelinvestering til England eller Kontinentet. Figuren beskriver hvordan utregningen hadde blitt hvis vi hadde en modell med en periode. I utgangspunktet har vi to integrerte markeder, Norge og Sverige, med pris PN1 i Norge og PSVE i Sverige. Mellom Norge og Sverige er det en kabelforbindelse med kapasitet T-F1 som er fullt utnyttet til eksport mot Sverige. Produksjonen i Norge er T og forbruket F1. I Norge er det et konsumentoverskudd på A+D+E, mens produsentoverskuddet er T-PN1 (antar for enkelhets skyld ingen kostnader ved produksjonen i figuren). I tillegg er det en handelsinntekt på forbindelsen mot Sverige på C+G. Ved å bygge en kabel til England med kapasitet F1-F2 løftes prisen i Norge til PN2. Dette er lavere enn prisen i England, og kabelen går med full eksport. Mot Sverige er det fremdeles også full eksport, siden PN2 er mindre enn PSVE. Samfunnsøkonomisk overskudd av å bygge en Englands-kabel før fratrukket av kostnader blir da følgende: Produsentene i Norge får økt inntekt som tilsvarer D+E+F+G, konsumentoverskuddet reduseres med summen av D og E, mot England blir det en kabelinntekt på B, mens flaskehalsinntekten mot Sverige reduseres med G (vi antar her at hele endringen av flaskehalsinntekten tilfaller/belastes prosjektet). Summen av disse endringene som er B+F blir da samfunnsøkonomisk overskudd før kostnadene ved kabelen er trukket fra.

Figur 5.1. Samfunnsøkonomisk overskudd ved høyere pris i utlandet



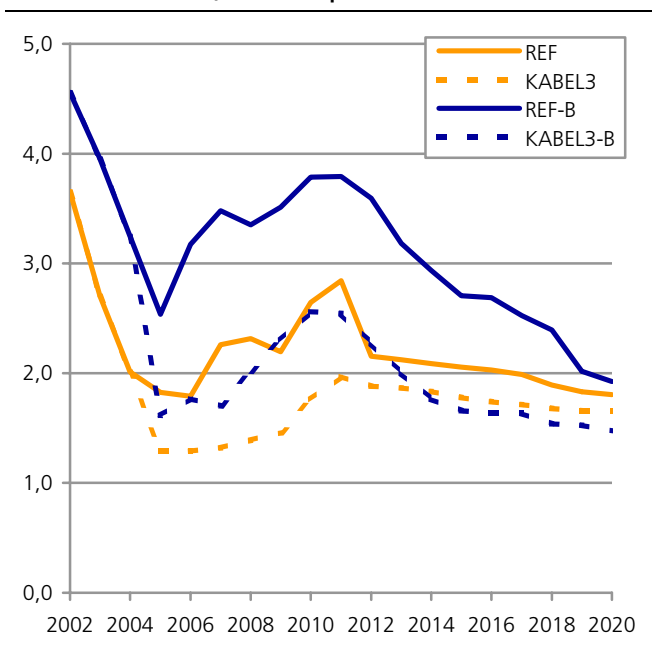
Det er et åpent spørsmål hvor mye av flaskehalsinntektene mellom Norge og andre land som vil tilfalle Norge. Vi forutsetter at hvis det investeres i en kabel mellom Norge og Kontinentet eller England tilfaller hele kabelinntekten Norge, siden hele kostnaden ved tiltaket trekkes fra i utregningen. For flaskehalsinntekter mot andre land, i hovedsak Sverige og Danmark, antas det i beregningene at halvparten av inntektene tilfaller Norge. Til slutt korrigerer vi nåverdien med en størrelse som tar høyde for at flaskehalsinntektene ved innføring av kabler undervurderes ved at antall tidsavsnitt i modellen er begrenset til 3 sesonger med 4 lastavsnitt i hver sesong. Se neste kapittel om usikkerhet ved beregningene hvor dette er nærmere beskrevet.

Ved vurdering av samfunnsøkonomisk overskudd ved kabelinvesteringer er flaskehalsinntekten den komponenten det ofte fokuseres mest på. Et viktig punkt å merke seg er at ved å koble sammen to markeder vil det generelt bli prisvirkninger i begge markedene. I importlandet vil prisen falle, mens prisen stiger i eksportlandet. Dermed kan prisstrukturen i markedene før de kobles sammen ikke brukes direkte til å anslå handelsinntektene etter at kabelen er i drift. Prisvirkningene vil redusere potensialet til handelsinntekter.



Ved bygging av en kabel til England vil totale års-kostnader ved 100 prosent utnyttelse av kapasiteten være rundt 10 øre/kWh.<sup>7 8</sup> I figur 5.2 er årsgjennomsnittet av absoluttavvikene i kraftpriser mellom Norge og England med og uten kraftkabel mellom landene vist. Forskjellen i kraftpriser er størst i alternativet REF-B, hvor gjennomsnittet over beregningsperioden er om lag 3 øre per kWh. Ved bygging av en kabel på 1200 MW mellom England og Norge i dette alternativet, (KABEL3-B), synker forskjellen i kraftpriser til om lag 2 øre. For alternativene REF og KABEL3 er gjennomsnittsavvikene i pris noe mindre. I begge kabelalternativene er gjennomsnittlige prisavvik størst rundt 2010, mens de synker fram mot 2020. Forutsetningen om en gradvis integrering i de europeiske kraftmarkedene er den viktigste årsaken til at prisavvikene avtar etter hvert. Hvis vi ikke hadde forutsatt en større integrering av markedene gjennom beregningsperioden utover det som var tilfelle i 2002, ville prisavvikene vært noe større. Uansett ville de ligget langt under 10 øre/kWh etter bygging av kabel. Antakelig hadde prisavvikene vært om lag 4 øre/kWh i beregningsperioden.

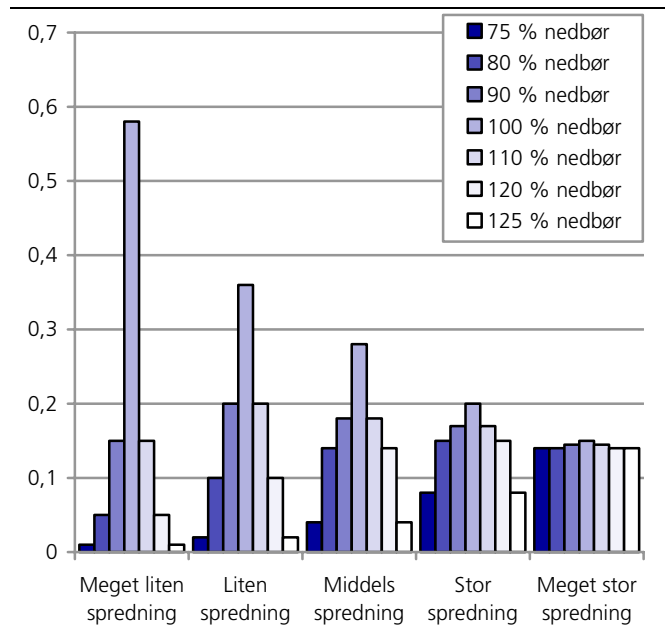
**Figur 5.2. Timeveide prisdifferanser mellom Norge og England, øre/kWh, faste 2002-priser**



<sup>7</sup> Kilde for dette anslaget er kostnadsdata fra Statnett og egne beregninger. Med finansieringskostnader er utbyggingskostnaden for kabelen 7510 millioner 2002-kroner, noe som med 25 års økonomisk levetid innebærer 628 millioner 2002-kroner per år. Drift, vedlikehold, forsikringer og tariffer i det engelske markedet utgjør 284 millioner 2002-kroner per år. Nødvendige investeringer og økte driftskostnader i det norske kraftnettet utgjør en årskostnad på 36 millioner 2002-kroner. Verdien av tap i kabelen (4,75 prosent av transportert kraft) kommer i tillegg. Denne bestemmes i modellberegningene, og kan i et nedbørmessig normalår bli om lag 100 millioner 2002-kroner.

<sup>8</sup> Den endelige modellen for eierskap og disponering av kabelen mellom Statnett og National Grid foreligger enda ikke. Fordelingen av eierskap og disponering av kapasitet i kabelen vil kunne påvirke beregningsresultatene, avhengig av hvilken modell som velges.

**Figur 5.3. Spredningsalternativer for vekting av samfunnsøkonomisk overskudd**



Ovenfor fokuserte vi på absoluttavvik i kraftpriser, og med de forutsetninger vi har lagt til grunn er flaskehalsinntektene fra en Englands-kabel langt fra tilstrekkelige til å gjøre kabelen samfunnsøkonomisk lønnsom. I beregningene av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er det imidlertid også andre komponenter som må vurderes som vist i figur 5.1.

Ved at det for tiltak som fremskynding av gasskraftverk og bygging av kraftkabler er flere nedbørsalternativer, er disse veid sammen med sannsynlighetsvekter for å finne et samlet tall for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for det enkelte tiltak. Det kan gjøres ulike vurderinger av hvordan man bør veie sammen de ulike nedbørsalternativene. Vi vil ikke gå inn og drøfte dette, men presentere resultater fra forskjellige vektinger av nedbørsalternativene. Hovedalternativet er "middels spredning" som omtrent reflekterer sannsynlighetene målt med forhistorien. Ellers presenterer vi vektinger med spredning som er mer konsentrert rundt alternativene med 100 prosent nedbør av "normalen", og vektinger som legger større vekt på tørr- og våtår. I figur 5.3 er vektingene illustrert.

Et gjennomgående trekk er at jo mer vekt man legger på ekstreme utfall jo mer lønnsomme blir både utbygging av kabler og fremskynding av gasskraft, se tabell 5.1. Her er forskjellige tiltak sammenlignet med referansebanene<sup>9</sup>. I tabellen er det lagt inn en

<sup>9</sup> I vedlegg A.1 til A.6 er brutto samfunnsøkonomiske inntekter i de forskjellige alternativene fordelt på henholdsvis flaskehalsinntekter, konsumentoverskudd og produsentoverskudd. Det er verdt å merke seg her at de virkelig store virkningene av tiltak som kabler eller fremskynding av gasskraftverk er økte konsumentoverskudd og reduserte produsentoverskudd i ekstreme tørrår. Handelsinntektene ved kraftkabler til Kontinentet/England vil typisk være størst i virkelig våte år og tørre år. Videre er det slik at handelsinntekter til Kontinentet/England i de fleste tilfeller har en motpost i reduserte flaskehalsinntekter mot Norden.

korreksjonsfaktor for manglende tidsoppløsning i Normod-T (3 sesonger med 4 lastavsnitt hver i forhold til 8760 enkelttimer i et år), se kapittel 6 hvor dette er drøftet nærmere. I alternativene med middels spredning er bygging av kabler stort sett ulønnsomme i den tidsperioden vi har analysert. Unntakene er KABEL3-B som i 2020 viser samfunnsøkonomisk overskudd på 160 millioner kroner, og KABEL1 og KABEL2 som har et lite samfunnsøkonomisk overskudd i 2005 på 44 millioner kroner. Ellers i beregningsperioden er også disse alternativene ulønnsomme. Fremskynding av ett gasskraftverk, (GASS1), er i tilfellet med middels spredning samfunnsøkonomisk lønnsomt i 2005 og 2010, men ikke i 2015. Ved å fremskynde ytterligere ett gasskraftverk fra og med 2008 (GASS2), blir det i 2010 lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn i GASS1.

**Tabell 5.1. Samfunnsøkonomisk overskudd ved de forskjellige tiltak, i millioner 2002-kroner, korrigert for tidsoppløsning i Normod-T, 2005-2020. 50 prosent av flaskehalsinntektene mellom Norge og Norden tilfaller Norge**

	Meget liten spredning	Liten spredning	Middels spredning	Stor spredning	Meget stor spredning
<b>KAB1 vs REF</b>					
2005	-184	-73	44	203	408
2010	-299	-243	-176	-80	49
2015	-297	-248	-220	-190	-161
2020	-313	-269	-235	-199	-159
<b>KAB2 vs REF</b>					
2005	-184	-73	44	203	408
2010	-640	-557	-466	-335	-162
2015	-672	-619	-574	-525	-470
2020	-680	-618	-565	-505	-436
<b>KAB3 vs REF</b>					
2005	-597	-429	-237	18	349
2010	-660	-575	-479	-345	-167
2015	-670	-609	-560	-509	-452
2020	-666	-595	-540	-477	-407
<b>GASS1 vs REF</b>					
2005	1	93	207	374	599
2010	33	74	130	220	347
2015	-32	-40	-46	-57	-73
2020	0	0	0	0	0
<b>GASS2 vs REF</b>					
2005	1	93	207	374	599
2010	-23	13	78	179	321
2015	-32	-40	-46	-57	-73
2020	0	0	0	0	0
<b>KAB3-B vs REF-B</b>					
2005	-604	-466	-295	-63	245
2010	-599	-524	-434	-301	-121
2015	-595	-451	-289	-50	268
2020	-389	-138	160	532	1008

**Tabell 5.2. Samfunnsøkonomisk overskudd ved de forskjellige tiltak, 50 prosent av flaskehalsinntektene mellom Norge og Norden tilfaller Norge. Nåverdi i 2005, korrigert for tidsoppløsning i Normod-T, millioner 2002-kroner**

	Meget liten spredning	Liten spredning	Middels spredning	Stor spredning	Meget stor spredning
KAB1 vs. REF	-3 923	-3 160	-2 425	-1 461	-247
KAB2 vs. REF	-7 715	-6 792	-5 864	-4 656	-3 126
KAB3 vs. REF	-9 005	-7 869	-6 708	-5 208	-3 309
GASS1 vs. REF	43	415	913	1 657	2 679
GASS2 vs. REF	-156	202	731	1 510	2 586
KAB3-B vs. REF-B	-7 721	-5 914	-3 762	-864	2 945

For å finne en samlet vurdering av et prosjekt som har inntekter og utgifter utover en periode, er nåverdi et mye brukt mål. Med nåverdi regner man om inntekter og utgifter til samme periode ved å bruke en diskonteringsrente. I denne analysen brukes en realrente på 7 prosent. Gasskraft- og kabelprosjektene har en levetid utover beregningsperioden, det er antatt en levetid på 25 år. Dette er tatt hensyn til ved at etter 2020 antas det at inntektsstrømmen er lik det den var i 2020. Nåverdien i 2005 av de forskjellige tiltakene vises i tabell 5.2. Som i tabell 5.1 er det lagt inn en korreksjonsfaktor for tidsoppløsningen i Normod-T. I alternativene med middels spredning er alle kabelalternativene samfunnsøkonomisk ulønnsomme. Man ser at alternativet KABEL3-B vs REF-B er klart mindre ulønnsomt enn KABEL3 vs REF. Med andre ord er bygging av kabel til England klart mer lønnsomt hvis det ikke bygges gasskraft enn hvis gasskraft også bygges ut. Fremskynding av ett eller to gasskraftverk er med middels spredning av nedbørsalternativene samfunnsøkonomisk lønnsomt, men alternativet med forsering av to gasskraftverk har litt lavere lønnsomhet enn alternativet med forsering av ett gasskraftverk.

## 6. Usikkerhet ved beregningene

Ved beregningsanalyser som i denne rapporten vil det alltid være en rekke usikkerhetsmomenter som det ikke blir tatt hensyn til, helt eller delvis. Under vil betydningen av flere av disse bli drøftet.

Den kanskje viktigste usikkerheten er modellens tidsoppløsning, noe som særlig vil være merkbart i kabelalternativene. Ved å slå sammen 8760 perioder/timer til 3 sesonger med 4 lastavsnitt hver, vil en god del av prisvariasjonene mellom markedene på Kontinentet/England og Norge/Norden forsvinne. Dermed vil anslaget på flaskehalsinntekter fra kabler mellom Norge og Kontinentet/England undervurderes. Dette vil særlig gjelde for en Englandskabel, siden Norge indirekte uansett påvirkes av priser fra det tyske markedet, i og med at det er kraftkabler og -linjer mellom Danmark/Sverige og Tyskland. Hvis alle prisene i et tidsavsnitt i Kontinentet/England lå over (eventuelt under) prisene i Norge/Norden ville ikke det være et problem når man slo sammen priser i lastavsnitt. Da ville forskjellen i gjennomsnittspris være lik gjennomsnittet av prisforskjellene. Det er imidlertid en del timer i hvert lastavsnitt hvor prisforskjellene mellom Kontinentet/England og Norge/Norden har motsatt fortegn av det som er typisk for lastavsnittet.

For å få et grep på hvor mye dette kan utgjøre i det samfunnsøkonomiske regnestykket, har vi brukt timespriser for 2002 for Norge (NordPool) og England (UKPX) til å anslå mulige flaskehalsinntekter for hver enkelt time. Tilsvarende kan 2002-dataene fordeles på lastavsnitt tilsvarende de i Normod-T. Da får man en anslått handelsinntekt som for 2002 er i størrelsesorden 230 millioner kroner lavere enn hvis man brukte 8760 timespriser<sup>10</sup>.

På den annen side vil sammenkobling av to markeder generelt sett påvirke prisene i begge markedene. Spesielt vil det i timer med (svært) høye priser i England være rimelig å anta at tilbuds- og etterspørselskurvene er (svært) bratte. 1200 MW

krafteksport fra Norge til England i slike timer må da forventes å påvirke prisene betydelig. I analysen tidligere i rapporten er det antatt uendrede priser i England/Kontinentet ved å koble markedene sammen med kraftkabler. I tillegg vil tap i kabelen og en effektiv brukstid mindre enn 100 prosent som følge av vedlikehold, uventede bortfall og "ramping" (det at det tar tid å snu kraftstrømmen i kabelen fra import til eksport og vice versa uten av kraftsystemet blir ustabil) ytterligere redusere kabelinntektene. Alt i alt anslår vi at dette innebærer at tidsoppløsningen i Normod-T bidrar til at vi underestimerer kabelinntektene for en Englandskabel med 150 millioner kroner per år i faste 2002-priser. For to Tysklands kabler, som har samme transportkapasitet som en Englandskabel, anslår vi at handelsinntektene ligger 100 millioner kroner høyere per år i faste 2002-priser enn hva våre beregninger viser. Dette er noe lavere enn for Englandskabelen, siden Tyskland allerede er knyttet opp mot det nordiske markedet gjennom Danmark og Sverige. Dermed vil prisstrukturen i Norge/Norden allerede før en eventuell kabelinvestering være påvirket av prisstrukturen i det tyske kraftmarkedet. Tilsvarende anslår vi at handelsinntekten for en Tysklandskabel ligger 50 millioner kroner høyere per år i faste 2002-priser.

*Disse anslagene for Normod-Ts undervurdering av handelsinntektene er inkludert i de samfunnsøkonomiske beregningene i forrige kapittel.*

En annen viktig parameter i Normod-T er i hvor stor grad vannkraftprodusentene kan variere sin produksjonen mellom topplast og lavlast i hver sesong. I beregningene er denne parameteren satt til 1,9. Altså kan topplastproduksjonen i hver sesong være 90 prosent høyere enn lavlastproduksjon, målt som gjennomsnitt i lastavsnittene. Dette impliserer at forskjellen mellom maksimums- og minimumstimen kan være betydelig større enn dette. Anslaget på 90 prosent er basert på historiske data. Hvis man gjorde beregninger hvor denne parameteren ble satt høyere (lavere), ville prisene svinge mindre (mer), og handelsinntektene ville eventuelt blitt noe større (mindre).

<sup>10</sup> Takk til Gunnar Løvås og Torkel Bugten i Statnett for å ha påpekt dette forholdet, fremskaffet data og bidratt med beregninger av handelsinntekt for 2002 med Normod-Ts tidsinndeling.

Overføringskapasitetene mot utlandet, se tabell 3.3, er i beregningene antatt å ha en maksimal utnyttingsgrad på 90 prosent. Å utnytte hele denne kapasiteten kan i praksis vise seg vanskelig. I utgangspunktet ville dette innebære at i de ekstreme nedbørsårene, tørre eller våte, ville prisutslagene bli større enn det som fremkommer i beregningene. På den annen side er det ikke i modellen tatt høyde for at magasintappingen kan justeres i de samme ekstremårene. Med den betydelige magasinkapasiteten som vi har i Norge er det langt fra sikkert at manglende mulighet til å utnytte kabelkapasitetene fullt ut i ekstremår innebærer at prisutslagene blir større enn i beregningene. Det kan like gjerne være motsatt.

Anslagene for brenselpriser og avgifter/kvotepriser for CO<sub>2</sub> er usikre. Avvik fra disse kan påvirke konklusjonene noe. Med lavere kvotepriser/avgifter og/eller brenselpriser vil det, alt annet gitt, (Blant annet vil kraftproduksjonskapasitetene og transmisjonskapasitetene for kraft mellom land holdes konstante.) være slik at etterspørselen etter kraft vil øke. Dette vil trekke i retning av høyere priser både på årsbasis og i enkelte lastavsnitt. I tillegg vil variabiliteten i kraftprisene kunne øke, særlig i topplast. Disse momentene vil trekke i retning av økt lønnsomhet både for kabler og for fremskynding av gasskraftverk. Med høyere kvotepriser/avgifter og/eller brenselpriser vil konklusjonene være motsatt; redusert lønnsomhet både for kabler og fremskynding av gasskraftverk.

## 7. Konklusjoner

Utviklingen i det norske kraftmarkedet frem mot 2020 vil avhenge av i hvilken grad det bygges nye gasskraftverk i Norge eller nye utenlandsforbindelser for elektrisk kraft. Ny gasskraft bidrar til priser som er lavere enn i en situasjon uten ny gasskraft. Spesielt i tørre år vil gasskraft kunne begrense prisøkningene. I våte år kan gasskraft legge ytterligere press nedover på norske kraftpriser. Prisivirkningen av nye kabler vil avhenge av prisnivåene i de landene vi knytter oss opp mot. Nye utenlandskabler bidrar til å dempe prisvirkningene av både våte og tørre år.

Lønnsomheten av ny gasskraft vil i et markedsbasert system være basert på de prisnivåer ny produksjon kan oppnå, mens en ny kabel i stor grad må basere sin lønnsomhet på prisforskjellene mellom de to kraftmarkedene som kabelen knytter sammen. For et gasskraftverk vil det være godt samsvar mellom den bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et prosjekt. For en utenlandskabel kan det være problemer knyttet til å finansiere investeringene og alene i markedet. Fallende gjennomsnittskostnader, klumpvise investeringer og gratispassasjerproblemer kan hindre privat finansiering. Dette kan tale for en viss offentlig medvirkning til finansieringen, under forutsetning av at kabelen er samfunnsøkonomisk lønnsom.

Beregningene vi har gjort av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av en ny kabel på 1200 MW til England, viser imidlertid at en slik investering har svak lønnsomhet. Vi har simulert virkningene av en ny kabel under ulike forutsetninger om markedsutviklingen fremover og studert kabelens virkninger for den norske samfunnsøkonomien. Den samfunnsøkonomiske inntektsiden for en ny kabelforbindelse vil bestå av følgende elementer:

- Flaskehalsinntektene fra selve kabelforbindelsen, dvs. prisdifferansen mellom England og Sør-Norge multiplisert med overført volum (1200 MW).
- Virkninger på konsumentoverskuddet i Norge
- Virkninger på produsentoverskuddet i Norge
- Virkninger på de eventuelle flaskehalsinntektene for forbindelsene mellom Norge og andre nordiske land, i hovedsak Sverige og Danmark.

Disse virkningene vil i prinsippet variere fra time til time, og virkningene vil variere med den aktuelle hydrologiske situasjonen. Spesielt i tørre og våte år er det rimelig å regne med at gevinstene fra en kabel vil kunne være store. Vi har gjennomført beregninger for normale tilsigsår og for en rekke tilsigsår som er tørrere eller våtere enn et normalår. Beregningene er utført med den nordiske energimarkedsmodellen Normod-T. De ulike årene er i beregningen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet vektet sammen på ulike måter. Det er benyttet alternativer som spenner fra en fordeling omtrent som det historiske materialet tilsier til fordelinger hvor år som avviker fra normalår gis høyere, eventuelt lavere vekt. Selv med en uniform fordeling mellom tørre, våte og normale år viser det seg meget vanskelig å finne Englandskabelen lønnsom i hovedalternativet.

Våre beregninger er gjort med et modellapparat som danner et forenklet bilde av virkeligheten, blant annet ved at antallet tidsperioder er sterkt begrenset i forhold til de 8760 timene et år består av. Selv etter at vi korrigerer for denne forenklingen ved å legge 150 millioner pr. år til de årlige inntektsbeløpene viser kabelen seg ulønnsom. Det grunnleggende problem er at kabelen i gjennomsnitt over årets 8760 timer krever en prisforskjell mellom England og Norge på opp mot 10 øre/kWh for å kunne oppnå akseptabel lønnsomhet. I et Europa som blir stadig mer integrert og hvor marginal kraftproduksjon både i Norge og England etter hvert er basert på naturgass fra de samme kilder i Nordsjøen er det vanskelig å tenke seg en så stor gjennomsnittlig kraftprisdifferans gjennom kabelens levetid.

# Referanser

Aune, F.R., T.A. Johnsen og E.L. Sagen (2001):  
*Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010*, Rapporter 2001/31, Statistisk sentralbyrå.

Holmøy, E, B. Strøm and T. Åvitsland (1999):  
Empirical characteristics of a static version of the MSG-6 model, Documents 99/1, Statistisk sentralbyrå.

Johnsen, T.A. (1998): *Modelling the Norwegian and Nordic electricity market*, Dr.gradsavhandling nr. 48-1998, Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo.

Miljøverndepartementet (2001): Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001): *Norsk klimapolitikk*.

Nordel (2000): *Kraftbalanser for treårsperioden 2001-2003 och sannolikheten för effektbrist i Nordel-systemet driftåren 2000/2001 til 2002/2003*, Rapport fra Nordels Balansegruppe 2000-06-16.

Norges offentlige utredninger (1998): NOU 1998:11, *Energi- og kraftbalansen mot 2020*, Olje- og energidepartementet.

Statnett (2002): *Nettutviklingsplan 2002-2010*

**Vedlegg**

**Tabell A1 Brutto sum av flaskehalsinntekter, konsument- og produsentoverskudd, 50 % av all flaskehalsinntekt mot andre nordiske land tilfaller Norge, KABEL1 i forhold til REF, millioner 2002-kroner**

	75 % nedbør	80 % nedbør	90 % nedbør	100 % nedbør	110 % nedbør	120 % nedbør	125 % nedbør
<b>2005</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	850	390	159	135	124	143	202
Flaskehalsinntekt Norden	-2558	-720	-82	-37	-47	-105	-29
Konsumentoverskudd	23177	6673	2099	316	68	-710	-337
Produsentoverskudd	-17606	-5083	-1745	-229	49	980	399
Sum	3863	1260	431	185	194	309	234
<b>2010</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	305	173	111	131	175	281	307
Flaskehalsinntekt Norden	-1458	-198	-57	-3	0	-1	-16
Konsumentoverskudd	12368	2050	637	-377	-230	-584	-580
Produsentoverskudd	-9026	-1519	-484	396	252	651	679
Sum	2189	506	207	146	197	346	390
<b>2015</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	203	158	114	136	161	247	309
Flaskehalsinntekt Norden	-162	-23	-3	0	-38	-92	-98
Konsumentoverskudd	2309	819	85	-10	-665	-1471	-936
Produsentoverskudd	-1803	-664	-48	16	1005	1815	1165
Sum	547	291	148	142	463	500	439
<b>2020</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	208	147	109	125	156	249	322
Flaskehalsinntekt Norden	-104	-25	-1	-1	-71	-166	-190
Konsumentoverskudd	2324	1068	-30	-26	-1009	-1825	-1951
Produsentoverskudd	-1880	-913	57	48	1258	2287	2373
Sum	548	277	134	146	334	546	554

**Tabell A2. Brutto sum av flaskehalsinntekter, konsument- og produsentoverskudd, 50 % av all flaskehalsinntekt mot andre nordiske land tilfaller Norge, KABEL2 i forhold til REF, millioner 2002-kroner**

	75 % nedbør	80 % nedbør	90 % nedbør	100 % nedbør	110 % nedbør	120 % nedbør	125 % nedbør
<b>2005</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	850	390	159	135	124	143	202
Flaskehalsinntekt Norden	-2558	-720	-82	-37	-47	-105	-29
Konsumentoverskudd	23177	6673	2099	316	68	-710	-337
Produsentoverskudd	-17606	-5083	-1745	-229	49	980	399
Sum	3863	1260	431	185	194	309	234
<b>2010</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	375	303	202	256	310	516	588
Flaskehalsinntekt Norden	-1783	-240	-91	-3	-5	-6	-19
Konsumentoverskudd	15755	2620	1095	-373	-625	-1290	-992
Produsentoverskudd	-11427	-1934	-838	402	721	1435	1163
Sum	2920	749	368	283	401	656	740
<b>2015</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	358	285	214	249	305	481	561
Flaskehalsinntekt Norden	-183	-33	-3	-4	-38	-100	-137
Konsumentoverskudd	2952	1206	171	-152	-845	-1666	-1718
Produsentoverskudd	-2310	-981	-104	207	1069	2049	2163
Sum	817	476	278	300	492	764	869
<b>2020</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland	347	283	213	238	291	461	545
Flaskehalsinntekt Norden	-133	-29	-1	-5	-93	-188	-300
Konsumentoverskudd	3278	1184	-53	4	-1348	-2423	-3452
Produsentoverskudd	-2650	-1005	88	43	1669	2996	4282
Sum	842	434	248	280	519	846	1075

**Tabell A3 . Brutto sum av flaskehalsinntekter, konsument- og produsentoverskudd, 50 % av all flaskehalsinntekt mot andre nordiske land tilfaller Norge, KABEL3 i forhold til REF, millioner 2002-kroner**

	75 % nedbør	80 % nedbør	90 % nedbør	100 % nedbør	110 % nedbør	120 % nedbør	125 % nedbør
<b>2005</b>							
Flaskehalsinntekt England	710	372	231	272	299	438	512
Flaskehalsinntekt Norden	-3723	-1057	-72	28	29	-58	-123
Konsumentoverskudd	34267	10234	1455	-387	-1122	-1553	-1885
Produsentoverskudd	-25667	-7759	-1225	314	1106	1777	2331
Sum	5586	1790	390	228	312	603	834
<b>2010</b>							
Flaskehalsinntekt England	301	273	238	317	444	685	756
Flaskehalsinntekt Norden	-1786	-213	-60	41	32	-3	-16
Konsumentoverskudd	15807	2229	217	-1185	-953	-1248	-974
Produsentoverskudd	-11489	-1653	-175	1110	966	1385	1139
Sum	2832	636	219	283	489	819	905
<b>2015</b>							
Flaskehalsinntekt England	301	273	229	318	387	607	717
Flaskehalsinntekt Norden	-184	-24	7	12	-40	-111	-134
Konsumentoverskudd	3016	863	-249	-424	-1500	-2021	-1638
Produsentoverskudd	-2365	-704	238	400	1765	2472	2057
Sum	767	407	226	305	612	947	1002
<b>2020</b>							
Flaskehalsinntekt England	310	277	233	307	364	572	679
Flaskehalsinntekt Norden	-132	-21	7	6	-99	-192	-298
Konsumentoverskudd	3307	897	-404	-122	-1946	-2764	-3437
Produsentoverskudd	-2681	-762	395	99	2315	3398	4259
Sum	805	391	231	290	634	1015	1204

**Tabell A.4. Brutto sum av flaskehalsinntekter, konsument- og produsentoverskudd, 50 % av all flaskehalsinntekt mot andre nordiske land tilfaller Norge, GASS1 i forhold til REF, millioner 2002-kroner**

	75 % nedbør	80 % nedbør	90 % nedbør	100 % nedbør	110 % nedbør	120 % nedbør	125 % nedbør
<b>2005</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	-3016	-904	-91	-41	5	100	54
Konsumentoverskudd	27456	8410	2236	474	885	1324	1105
Produsentoverskudd	-18938	-5052	-798	663	53	-743	-519
Sum	5502	2455	1348	1097	943	681	640
<b>2010</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	-1690	-213	-91	-1	43	46	58
Konsumentoverskudd	14101	2257	1330	506	1329	561	794
Produsentoverskudd	-8606	-149	283	771	-312	391	72
Sum	3805	1895	1522	1276	1061	998	923
<b>2015</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	-168	-24	-5	0	84	65	464
Konsumentoverskudd	2490	919	662	472	1107	1102	4657
Produsentoverskudd	-198	941	944	986	57	-122	-4623
Sum	2124	1836	1601	1458	1248	1046	498
<b>2020</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	0	0	0	0	0	0	0
Konsumentoverskudd	0	0	0	0	0	0	0
Produsentoverskudd	0	0	0	0	0	0	0
Sum	0	0	0	0	0	0	0



**Tabell A.5. Brutto sum av flaskehalsinntekter, konsument- og produsentoverskudd, 50 % av all flaskehalsinntekt mot andre nordiske land tilfaller Norge, GASS2 i forhold til REF, millioner 2002-kroner**

	75 % nedbør	80 % nedbør	90 % nedbør	100 % nedbør	110 % nedbør	120 % nedbør	125 % nedbør
<b>2005</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	-3016	-904	-91	-41	5	100	54
Konsumentoverskudd	27456	8410	2236	474	885	1324	1105
Produsentoverskudd	-18938	-5052	-798	663	53	-743	-519
Sum	5502	2455	1348	1097	943	681	640
<b>2010</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	-1834	-284	-99	-2	56	130	261
Konsumentoverskudd	16185	3049	2004	742	3062	1477	2776
Produsentoverskudd	-8627	723	1019	1785	-1124	340	-1336
Sum	5724	3488	2924	2525	1994	1947	1701
<b>2015</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	-168	-24	-5	0	84	65	464
Konsumentoverskudd	2490	919	662	472	1107	1102	4657
Produsentoverskudd	-198	941	944	986	57	-122	-4623
Sum	2124	1836	1601	1458	1248	1046	498
<b>2020</b>							
Flaskehalsinntekt Tyskland/England	0	0	0	0	0	0	0
Flaskehalsinntekt Norden	0	0	0	0	0	0	0
Konsumentoverskudd	0	0	0	0	0	0	0
Produsentoverskudd	0	0	0	0	0	0	0
Sum	0	0	0	0	0	0	0

**Tabell A.6. Brutto sum av flaskehalsinntekter, konsument- og produsentoverskudd, 50 % av all flaskehalsinntekt mot andre nordiske land tilfaller Norge, KABEL3-B i forhold til REF-B, millioner 2002-kroner**

	75 % nedbør	80 % nedbør	90 % nedbør	100 % nedbør	110 % nedbør	120 % nedbør	125 % nedbør
<b>2005</b>							
Flaskehalsinntekt England	510	263	215	303	374	489	584
Flaskehalsinntekt Norden	-3644	-988	-18	84	34	-96	-115
Konsumentoverskudd	33044	9036	-148	-1193	-1323	-2110	-1825
Produsentoverskudd	-24779	-6878	151	1068	1334	2451	2200
Sum	5131	1433	201	263	418	734	844
<b>2010</b>							
Flaskehalsinntekt England	260	248	226	392	593	777	833
Flaskehalsinntekt Norden	-2188	-287	43	43	13	0	-26
Konsumentoverskudd	17799	2364	-306	-1723	-1426	-676	-937
Produsentoverskudd	-12938	-1729	264	1644	1425	733	1075
Sum	2934	596	228	356	604	833	945
<b>2015</b>							
Flaskehalsinntekt England	347	265	231	307	463	737	778
Flaskehalsinntekt Norden	-3794	-689	-61	36	62	-4	-27
Konsumentoverskudd	32558	5928	617	-1180	-2452	-825	-1140
Produsentoverskudd	-23784	-4373	-473	1101	2486	870	1278
Sum	5327	1130	314	263	559	778	890
<b>2020</b>							
Flaskehalsinntekt England	897	315	284	289	420	609	718
Flaskehalsinntekt Norden	-5833	-2312	-87	-40	34	-6	-22
Konsumentoverskudd	51093	21052	785	190	-1538	-1662	-935
Produsentoverskudd	-37652	-15733	-579	-73	1550	1759	1043
Sum	8505	3322	402	367	466	701	804

## Tidligere utgitt på emneområdet

*Previously issued on the subject*

### Norges offisielle statistikk (NOS)

- C703: Energistatistikk 2000  
C691: Elektrisitetsstatistikk 1999

### Notater

- 2001/17: Statistikk over energibruk i Statistisk sentralbyrå - evaluering, brukerbehov og forutsetninger .  
1999/80: Klimagasskvoter i kraftintensive næringer. Konsekvenser for utslipp av klimagasser, produksjon og sysselsetting. Regionale konsekvenser.

### Rapporter (RAPP)

- 2002/27: Grønne sertifikater og læring.  
2002/11: Grønne sertifikater - design og funksjon.  
2001/31: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010.  
2001/14: Energibruk i norsk industri.  
2000/26: The Norwegian Electricity Market. Is There Enough Generation Capacity Today and Will There Be Sufficient Capacity in Coming Years?

### Sosiale og økonomiske studier (SØS)

- 102: Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner.

### Økonomiske analyser (ØA)

- 6/2002: Finn Roar Aune og Torstein Bye: Kraftkrise i Norge?  
5/2002: Ann Christin Bøeng: Mer effektiv energibruk i næringslivet.  
5/2002: Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Sverre A. Kittelsen og Knut Einar Rosendahl: Friere energimarkeder i Vest-Europa.  
6/2001: Tor Arnt Johnsen og Cecilie Lindh: Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket?  
4/2001: Torstein Bye, Pål Marius Bergh og Jon Ivar Kroken: Avkastning i kraftsektoren i Norge.  
2/2001: Finn Roar Aune og Tor Arnt Johnsen: Kraftmarkedet med nye rekorder.

### Discussion Papers (DP)

- 347: Possibility for hedging from price increases in residential energy demand.  
346: How to quantify household electricity end-use consumption.  
286: Gas power generation in Norway: Good or bad for the climate?

**De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter***Recent publications in the series Reports*

- 2002/24 Ø. Skullerud and S.E. Stave: Waste Generation in the Service Industry Sector in Norway 1999. Results and Methodology based on Exploitation of Waste Data from a Private Recycling Company. 2002. 22s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-5137-0
- 2002/25 L. Vågane: Holdninger til og kunnskap om norsk utviklingskhelp 2001. 2002. 46s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5139-7
- 2002/26 F. Gundersen. FoU og innovasjon i norske regioner. 2002. 91s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5141-9
- 2002/27 T. Bye, M. Greaker og K.E. Rosendahl: Grønne sertifikater og læring. 2002. 25s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5145-1
- 2002/28 B. Andersen, J. Linnerud og P. Schøning: Landbruksbebyggelse 2000. Kvalitetskontroll av informasjon om landbruksbebyggelse ved kobling av registre. 2002. 50s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5165-6
- 2002/29 K. Massey Heide, E. Holmøy, og L. Lerskau: Norsk konkurranseutsatt sektor i et langsiktig perspektiv. 67s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-5175-3
- 2002/30 T. Pedersen: Tilpasning på arbeids-markedet for personer som går ut av status som yrkeshemmet i SOFA-søkerregisteret. 2001 og 2002. 39s. 115 kr inkl.mva. ISBN 82-537-5178- 8
- 2002/31 T. Pedersen: Tilpasning på arbeidsmarkedet for deltakere på ordinære arbeidsmarkeds-tiltak i årene 1996-2001. 19s. 115 kr inkl.mva. ISBN 82-537-8181-8
- 2002/32 G.I. Gundersen, O. Rognstad og L. Solheim: Bruk av plantevernmidler i jordbruket i 2001. 2002. 83s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-8188-5
- 2002/33 A. Gillund og A. Thomassen: Produksjonsindeks for og anlegg. Ny beregningsmetode basert på timeverk. 2002 19s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5204-0
- 2002/34 A. Langørgen og D. Rønningen: Kapitalkostnader i kommunene. 2002. 30s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5205-9
- 2002/35 T.Smith, S.E. Stave og J.K. Undelstvedt: Ressursinnsats, utslipp og rensing i den kommunale avløpssektoren. 2001. 2002. 81s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5216-4
- 2003/1 V V. Holst Bloch og M. Steinnes: Fritidshusområder 2002. 2002. 51s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5220-2
- 2003/2 I. Johansen: Redusert matmoms - en analyse av prisutviklingen i kiosker og bensinstasjoner. 22s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5222-9
- 2003/3 T. Bye og E. Fjærli: Dagens skattesystem i kraftsektoren - finnes det bedre alternativer? 38s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5252-0
- 2003/4 T.P. Bøe: Funksjonshemmede på arbeids-markedet - rapport fra tilleggsundersøkelse til Arbeidskraftundersøkelsen (AKU) 2. kvartal 2002. 2003. 45s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5254
- 2003/5 R.H. Ktterød: Tid til barna? Tidsbruk og samvær med barn og blant mødre med barn i kontantstøttealder. 2003. 56s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6230-5
- 2003/6 M. Aagaard Walle: Overholder bedriftene i Norge miljøreguleringene? 2003. 42s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6354-9
- 2003/7 A. Finstad og K. Rypdal: Utslipp til luft av kobber, krom og arsen i Norge. Dokumentasjon av metode og resultater. 2003. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6356-5
- 2003/8 M.I. Kirkeberg, J. Epland og M. Hagesæther: Barnefamiliers inntektsutvikling 1990-2000. 2003. 27s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6358-1
- 2003/9 S. Vatne Pettersen: Barnefamiliers tilsynsordninger, yrkesdeltakelse og bruk av kontantstøtte våren 2002. 2003. 131s. 210 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6364-6
- 2003/10 T. Langer Andersen og J.H. Wang: Konjunkturbarometeret. 2003. 56s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6368-9