

Rapport
7/2002

**Langsiktige
samfunnsøkonomiske
konsekvenser av
kapasitetsproblemer i
dekningen av
kraftetterspørsel**

Helge Dønnum
Rolf Golombek
Pål Føyn Jespersen
Snorre Kverndokk



*Stiftelsen Frichsenteret for samfunnsøkonomisk forskning
Ragnar Frisch Centre for Economic Research*



LANGSIKTIGE SAMFUNNSØKONOMISKE KONSEKVENSER AV KAPASITETSPROBLEMER I DEKNINGEN AV KRAFTETTERSPØRSELEN

av

Helge Dønnum¹

Rolf Golombek²

Pål Føyn Jespersen¹

Snorre Kverndokk²

Desember 2002

¹ Asplan Analyse

² Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning

Langsiktige samfunnsøkonomiske konsekvenser av kapasitetsproblemer i dekingen av kraftetterspørselen

Helge Dønnum¹
Rolf Golombek²
Pål Føyn Jespersen¹
Snorre Kverndokk²

Sammendrag: Denne rapporten er utarbeidet i samarbeid mellom Frischsenteret og Asplan Viak ved Asplan Analyse. Rapporten utgjør første del av prosjektet om kapasitetsproblemer i dekingen av kraftetterspørselen. Prosjektet er finansiert av Norges vassdrags- og energidirektorat, som i henhold til forskrift til energiloven har ansvar for å følge opp forhold som har betydning for vurderingen av kraftoppdekingen. Rapporten tar for seg langsiktige samfunnsøkonomiske konsekvenser av kapasitetsproblemer i dekingen av kraftetterspørselen.

Nøkkelord:

Kontakt: rolf.golombek@frisch.uio.no, www.frisch.uio.no, tlf 22 95 88 12

Vi takker Sverre A.C. Kittelsen for hjelp til gjennomføring av beregningene.

¹ Asplan Analyse

² Frischsenteret

INNHOOLD

1	INNLEDNING	4
2	ALTERNATIVE STRATEGIER	6
2.1	INGEN UTBYGGING.....	6
2.2	ØKE OVERFØRINGSKAPASITETEN.....	7
2.3	INVESTERINGER I NYE PRODUKSJONSANLEGG.....	7
2.4	NYE FORNYBARE ENERGIKILDER	9
2.5	ENØK	10
3	MODELLBESKRIVELSE OG FORUTSETNINGER	11
3.1	OM LIBEMOD.....	11
3.2	PROSJEKTSPEKIFIKKE FORUTSETNINGER	16
3.3	BEREGNINGSLTERNATIVER.....	17
4	RESULTATER	18
4.1	2010	18
4.2	2020	27
4.4	SIMULERING AV TOPPBELASTNINGER I 2010 OG 2020	36
5	KONKLUSJONER	41
	REFERANSER	42

1 INNLEDNING

Strømprisene har steget kraftig denne høsten (2002). På den nordiske kraftbørsen Nord Pool har spotprisen blitt fordoblet i løpet av de tre siste månedene. Den viktigste årsaken til prisøkningen er den tørre høsten som har bidratt til lav fyllingsgrad i norske og svenske vannmagasiner. Er dette en situasjon vi kan regne med vil inntre ofte i årene fremover?

Det kan være flere grunner til at situasjonen på kraftmarkedet denne høsten ikke vil bli en sjelden begivenhet, og at det kan bli et betydelig pris- og fysisk kapasitetspress framover, spesielt i tørrår. Etterspørselen etter kraft vil antagelig øke på grunn av en generell forbruks- og produksjonsvekst. Samtidig kan det være rimelig å forvente lite ny produksjonskapasitet i det norske kraftsystemet. Dette skyldes hovedsakelig en kombinasjon av høye investeringskostnader ved ny krafttilgang (i alle fall sett i forhold til dagens markedspriser) og økt motstand mot mange former for kraftutbygging basert på tungtveiende miljømessige forhold. Lang planleggingshorisont er også viktig i denne sammenheng. Det tar vanligvis mange år å få ny overføringskapasitet og nye produksjonsenheter på plass etter at beslutningen om bygging er fattet. I tillegg kan manglende vedlikehold være et problem, og vil i fremtiden kunne øke risikoen for fysiske sammenbrudd i en presset situasjon.

Knapp produksjonskapasitet blir spesielt problematisk i tørrår. Store variasjoner i tilsiget innebærer at vi i et enkelt år vil kunne få en produksjon ned mot 75 % av det normale. Med dagens importkapasitet vil dette gi betydelig prispress.

Hvor stort ”slakk” bør det fra et samfunnsøkonomisk synspunkt være i produksjons- og overføringskapasiteten, for å ta høyde for tilsigsvariasjoner i det enkelte år? Hvis kapasiteten er for stor, vil det gi for liten avkastning på investeringene. På den annen side vil for liten kapasitet også kunne gi økte samfunnsøkonomiske kostnader. Viktige grunner til dette er:

- Høy kraftpris og behov for store forbruksreduksjoner. Dette kan også være dramatisk for kraftkrevende industri.
- Hvis prisen blir sett på som ”uakseptabelt” høy, kan det øke sannsynligheten for markedsinngrep, rasjonering og tvangskobling fra myndighetenes side.
- Økt fare for fysiske sammenbrudd i linjer og produksjonsutstyr.

Hvilke alternativer står man ovenfor i vurderingene av kapasitetsproblemene? Hvis dagens produksjons- og overføringskapasiteter holdes uendret fremover, kan en strategi være å regulere kraftprisene ved for eksempel maksimalpriser. I situasjoner med ekstrem etterspørsel vil dette fremtvinge rasjonering gjennom utkobling for å ikke overbelaste nettet.

Det er også mulig å sette i gang tiltak både på produksjons-, transmisjons- og etterspørselssiden. På produksjonssiden kan man investere i nye produksjonsanlegg som vannkraftanlegg, gasskraftanlegg med og uten karbondioksid (CO₂)-håndtering, atomkraftanlegg og anlegg for produksjon av fornybar kraft som vindkraft og bioenergi. Alternativt, eller i tillegg til dette, kan man bygge ut overføringskapasiteten mot utlandet. På etterspørselssiden vil effektive ENØK tiltak kunne bidra til å redusere etterspørselsveksten og dermed dempe behovet for utbygging av kapasitet.

Dette reiser en rekke prinsipielle spørsmål knyttet til hvilke valg myndighetene bør ta. Bør de velge å bygge ut nye produksjonsanlegg som er problematiske ut fra nasjonale og internasjonale miljøforpliktelser, eller bør omsetningen reduseres ved hjelp av prissystemet eller rasjonering? Vi vil se nærmere på dette ved å analysere de langsiktige samfunnsøkonomiske konsekvensene av kapasitetsproblemer i dekkningen av kraftetterspørselen.

Nedenfor vil vi gi en mer utfyllende gjennomgang av strategiene for å imøtekomme fremtidig økt kraftetterspørsel. Konsekvensene av noen av disse strategiene vil bli studert ved hjelp av en numerisk likevektsmodell. I kapittel 3 vil vi gi en beskrivelse av denne modellen, samt de forutsetninger som er valgt for beregningene. Kapittel 4 viser beregningsresultatene, og i kapittel 5 vil vi oppsummere og konkludere.

2 ALTERNATIVE STRATEGIER

I en situasjon med knapp krafttilgang står man overfor følgende alternative strategier:

1. Ingen utbygging. Økte priser sørger for at kraftetterspørselen ikke overstiger det tilbudet som er bestemt av eksisterende produksjons- og overføringskapasiteter.
2. Bygging av økt overføringskapasitet mot utlandet.
3. Investering i nye produksjonsanlegg i Norge, herunder utvidelser og oppgradering. Aktuelle alternativ er:
 - a. Nye vannkraftanlegg
 - b. Gasskraftverk med eller uten utslipp av CO₂
 - c. Atomkraftverk
 - d. Nye fornybare energikilder (vindkraft, bioenergi, etc.).
4. Etterspørselsreducerende tiltak som f. eks. ENØK.
5. En kombinasjon av tiltakene 2, 3 og 4.

2.1 Ingen utbygging

En årsak til at ingen utbygging kan fremstå som et alternativ i en situasjon med økende el-etterspørsel, i det minste for en avgrenset periode fremover, er at det er miljømessige, kostnadmessige og/eller politiske problemer forbundet med å bygge nye kraftanlegg i Norge. Samme problemstilling møter en også i forbindelse med å øke transmisjonskapasiteten mot utlandet.

Til de gjenstående vassdrag som kan bygges ut, er det knyttet sterke verneinteresser. Det er derfor vanskelig å få aksept for å bygge ut nye vassdrag. Dessuten har man fra regjeringshold allerede understreket at perioden for store vassdragsutbygginger nå er over. Dette etterlater utvidelser og opprustning av eksisterende anlegg som eneste opsjon. Men det er tvilsomt om dette er tilstrekkelig for å dekke opp for fremtidig kraftbehov.

Det kan bli vanskelig å få realisert en storstilt utbygging av gasskraftverk basert på konvensjonell teknologi, jfr. den politiske debatten omkring utslippene og Norges forpliktelser i henhold til Kyoto-avtalen. Gasskraftverk med små eller ingen utslipp av CO₂ er for tiden svært kostbare.

Til tross for at atomkraftverk kan fremstå som det mest miljøvennlige alternativet, har det politiske Norge lenge sett helt bort fra at det kan bli aktuelt å bygge slike anlegg i Norge. Dette skyldes ikke minst problemer med deponering av restavfall fra atomkraftverk.

Nye fornybare energikilder (NFE) er en sammensatt gruppe, men felles for disse er at produksjonskostnadene overstiger dagens kraftpriser. Subsidier, som ikke nødvendigvis kan forsvares samfunnsøkonomisk, må derfor brukes for at NFE skal bli et alternativ. Enkelte energiløsninger som bioenergi og varmepumpe vil normalt måtte kombineres med vannbåren varme. På 60- 70- og 80-tallet ble denne type oppvarming sjeldent

installert i boliger og næringsbygg. Investeringsbehovet for å bygge ut vannbåren varme vil derfor være et hinder for at NFE skal bli et alternativ til for eksempel vannkraft.

Selv om det er et potensial for ENØK i Norge, vil en realisering av dette forutsette stor innsats og høye investeringer. Med dagens innsats vil det ta 40 år å realisere dette potensialet.

2.2 Øke overføringskapasiteten

Norge er med i et felles nordisk kraftsystem, og vil i økende grad bli knyttet til det europeiske kraftsystemet. I år er overføringskapasitet mot utlandet på 4300 MW. Med denne kapasiteten er det i følge NVE teoretisk mulig å få en utveksling på opp mot 30 TWh pr år ved maksimal utnyttelse. Kraftutvekslingen mellom Norge og nabolandene gjør det mulig å utnytte fordelene ved å samkjøre vannkraft og varmekraftverk. Vannkraftverkene kan raskt, og med små kostnader, reguleres opp eller ned i takt med forbruket. Denne reguleringsevnen til vannkraftsystemet kan utnyttes for å møte forbrukstoppene. Kraftproduksjonen i våre naboland er i stor grad basert på varmekraft, som er kostbar å regulere opp eller ned og er derfor mindre egnet til å dekke kortvarige forbrukstopper. Norge på sin side kan importere billig kraft når forbruket ute er lavere enn produksjonen, og samtidig regulere ned vannkraftproduksjonen og spare vann. Samkjøring med varmekraftsystemet kan også redusere behovet for nye kraftverk og flerårsmagasiner i Norge.

Det er under planlegging nye kabelforbindelser mot England og kontinentet. Dette vil gi en betydelig økning i muligheten for krafthandel med utlandet. Den framtidige utviklingen i Europa og Norden vil derfor få økende betydning for den norske kraftprisen, og for krafthandelen mellom landene.

Det er imidlertid konflikt knyttet til å øke overføringskapasiteten mot utlandet. Dette skyldes oftest miljøproblemer relatert til nødvendige innenlandske forsterkningstiltak i forbindelse med utenlandskablene. Begrunnelsen har også vært at det kan føre til at vi importerer forurensende kraft fra utlandet, og at bygging av overføringslinjer i seg selv kan være et miljøinngrep. Som nevnt over, har man i et markedsbasert system som det norske selvsagt ingen garanti for at økt overføringskapasitet fører til økt import. Dersom knappheten på kraft i Europa gir tilstrekkelig høye kraftpriser, kan økt overføringskapasitet føre til økt eksport snarere enn til økt import.

2.3 Investeringer i nye produksjonsanlegg

2.3.1 Vannkraft

Det totale teoretiske vannkraftpotensialet i Norge er beregnet til ca 600 TWh pr. år. I følge NVE er bare 190 TWh vurdert å kunne utnyttes til kraftproduksjon med 4 kr/kWh

som øvre grense for utbyggingskostnad for de mest kostbare. Av dette økonomisk nyttbare vannkraftpotensialet, er 36,5 TWh vernet i Verneplan I-IV.

Den gjennomsnittlige produksjonskapasiteten i det norske vannkraftsystemet er 01.01.02 beregnet til 118,2 TWh. Det realiserbare potensialet (totalt minus varig vernet) er på 153,5 TWh. Differansen på 35,3 TWh mellom realiserbart potensial og utbygd potensial, betegnes som gjenværende utbyggbart potensial, og er registrert i prosjekter hvorav de fleste er behandlet i Samlet plan (SP).⁵ Samlet plan kategori II utgjør 8,5 TWh av dette potensialet, dessuten arbeides det med utvidelse av verneplanen med inntil 10 TWh.

Tabell 1 oppsummerer sammenhengene mellom teoretisk og praktisk utbyggbart potensial.

Tabell 1: Vannkraftpotensial

Potensial	Twh
Total teoretisk vannkraftspotensial	600
Teknisk/økonomisk potensiale	190
Av dette er varig vernet gjennom Verneplan I-IV	36,5
Utnyttet produksjonskapasitet	118,2
Gjenverende utbyggbart potensial	35,3

Kilde: NVE 2002

2.3.2 Gasskraft

Regjeringen har gitt konsesjon til bygging av tre gasskraftverk. Hvorvidt disse vil bli bygd, avhenger av lønnsomheten i prosjektene (avhenger av forventninger til gass- og kraftpris). Det kan imidlertid bli vanskelig å få realisert en storstilt utbygging av gasskraftverk basert på konvensjonell teknologi, jfr. den politiske debatten omkring CO₂-utslippene og Norges forpliktelser i henhold til Kyoto-avtalen. Gasskraftverk med små eller ingen utslipp av CO₂ er for tiden svært kostbare. Regjeringen har imidlertid lagt opp til en stor satsing på miljøvennlig gassteknologi, og har bevilget penger til forskning om dette. I tillegg har regjeringen lovet 1,2 milliarder i avgiftsfritak og investeringsstøtte, se f.eks. OED (2002a). Hvis det blir mulig å bygge CO₂-frie gasskraftverk, er det grunn til å forvente at Norge vil få flere slike i framtiden.

2.3.3 Atomkraft

Til tross for at atomkraftverk kan fremstå som det mest miljøvennlige alternativet med hensyn til utslipp, har det politiske Norge lenge sett helt bort fra at det kan bli aktuelt å bygge slike anlegg her. Dette skyldes ikke minst problemer med deponering av restavfall.

⁵ Samlet plan for vassdrag ble første gang lagt fram for Stortinget i 1985, og har senere blitt revidert flere ganger. Formålet med Samlet plan (SP) er å gi en gruppevis prioritering av vannkraftprosjekter med sikte på konsesjonsbehandling. Hovedkriteriet for grupperingen er kraftverksøkonomisk lønnsomhet og konfliktgrad i forhold til andre interesser. Prioriteringen i to kategorier innebærer at de prosjektene som etter disse kriteriene er mest fordelaktige, blir konsesjonsbehandlet og gjennomført før de som er mindre fordelaktig. Prosjekter i kategori I kan konsesjonsbehandles straks, mens prosjektene i kategori II inntil videre ikke kan konsesjonsbehandles (NVE, 1998)

2.4 Nye fornybare energikilder

2.4.1 Vindkraft

Vindkraftteknologien har utviklet seg raskt de siste årene, og det går mot større kommersielle enheter. I dag er vindturbiner i 2-2,5 MW klassen kommersielt tilgjengelige fra produsenter i Danmark og Tyskland. Det forventes at nye vindkraftverk vil kunne bli enda større; prototyper på 4,5 MW eksisterer

Langs kysten og i fjellområdene er vindforholdene gode, og flere lokaliteter er attraktive for utbygging av vindkraft. Hele kysten fra Lindesnes til Kirkenes har egnede områder. NVE har kartlagt det fysiske vindkraftpotensialet i dette området, men har så langt ikke vurdert hvor mye av dette potensialet som kan bygges ut. Utbygging av vindkraft er ofte omstridt og i praksis vil det være befolkningens tåleevne som bestemmer hvor stor del av vindressursene som kan unyttes for kraftproduksjon. Hvis en forsiktig anslår at 5% av det undersøkte arealet kan bygges ut vil det utbyggbare vindkraftpotensialet i Norge være på ca. 50 TWh.

Aktører innen vindkraft forventer at de totale energikostnadene vil bli redusert i løpet av de nærmeste årene. I Energiutvalgets innstilling (OED, 1998) anslås det at kostnadene ved å bygge ut 2 TWh vindkraft på de mest attraktive lokalitetene i Norge innen 2005, vil kreve investeringer på 5 milliarder kroner. En realisering av disse prosjektene vil ifølge innstillingen, kreve en offentlig støtte på omkring 300 millioner kroner pr. år. Beregninger foretatt av IFE viser at dersom de best egnede stedene for vindkraft blir utbygd først, kan de første 2 TWh bygges ut til en kostnad på ca. 30 øre/kWh i år 2005.

2.4.2 Bioenergi

Bioenergi gir først og fremst varme, men også elektrisitet gjennom forbrenning av ved, planterester og annet organisk materiale (biomasse). Det er også mulig å bruke biomasse til produksjon av biodrivstoff. I Europa for øvrig blir det mer og mer vanlig med kombinerte kraft-/varmeverk basert på biobrensler. Bioenergi øker ikke mengden av klimagassen CO₂ i atmosfæren, gitt at det plantes tilsvarende som det tas ut fra naturen. For hver TWh varme fra fyringsolje som erstattes med bioenergi, vil Norges samlede utslipp av CO₂ reduseres med en prosent.

For omkring halvparten av verdens befolkning er biobrensler den viktigste energikilden. Likevel dekker bioenergi bare 15 prosent av det globale energibruket. I Norge bidrar bioenergi med 6 prosent av dagens totale energiforbruk på ca. 230 TWh. I 1998 og 1999 var den nasjonale produksjonen av energi basert på biobrensler på 12,8 TWh i året. Av dette ble omtrent 7 TWh brukt av private husholdninger, mens omtrent 6 TWh ble brukt innen industri, helst i sagbruk og treforedlingsindustrien. Ved å benytte det meste av sitt sekundærvirke, bark, avlut og annet treavfall til energiproduksjon, dekker skogindustrien rundt 30 prosent av sitt eget energibehov.

Hvert år øker produksjonen av bioenergi i Norge med mellom 400 og 500 GWh, altså nærmere en halv TWh. Det tilsvarer oppvarmingen av omkring 20 000 eneboliger. Ca. 25 prosent av norske boliger har vedfyring som viktigste oppvarmingskilde. Bruk av ved til oppvarming i husholdningene har økt de siste årene, og 80 prosent av norske husstander benytter, eller har mulighet til å benytte, ved til oppvarming. Produksjonspotensialet for bioenergi er omtrent det dobbelte av i dag. Beregninger viser at det er teknisk mulig å ta ut omkring 30,7 TWh i året, inkludert dagens produksjon på 13 TWh.

2.5 ENØK

ENØK-potensialet i Norge er for 1996 beregnet til ca. 23 TWh (elektrisk og termisk), hvorav 6,6 TWh er innen industrien. Realisering av ENØK-potensialet forutsetter stor innsats og høye investeringer, og med dagens innsats vil det først kunne realiseres i løpet av en 40 års periode.

3 MODELLBESKRIVELSE OG FORUTSETNINGER

3.1 Om LIBEMOD

Vi studerer langsiktige samfunnsøkonomiske konsekvenser av kapasitetsproblemer i deknningen av kraftteterspørselen innenfor en statisk empirisk likevektsmodell for de europeiske energimarkedene (LIBEMOD - LIBeralisation Model for the European Energy Markets). I modellen er markedene effektive ved at det hersker fullkommen konkurranse. Videre er markedene integrerte ved at det kan handles med energivarer både mellom brukere i samme land, og mellom brukere i forskjellige land. Kombinasjonen av effektive og integrerte gass- og kraftmarkeder sikrer at alle arbitrasjegevinster er uttømt: Det ikke er mulig å tjene penger ved å kjøpe gass eller kraft i ett marked, transportere varen til et annet marked, og så selge varen. Følgelig er modellens løsning (likevekt) kjennetegnet ved at alle prisforskjeller mellom sluttbrukerne utelukkende avspeiler kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller. I den forstand fins det ett marked for gass i Europa, og ett marked for kraft i Europa.

Viktige trekk ved modellen er som følger:

- Modellen fokuserer på konkurransesituasjonen mellom alle energivarer; olje, kull, gass og kraft. Modellen fastlegger prisene på alle energivarene, samt konsum, produksjon og handel med energivarer på nasjonalt nivå i Europa.
- Eterspørselen etter energi er dissaggregert. Modellen omfatter 13 europeiske land, inkludert Norge. I hvert land etterspør tre sektorer ”husholdninger”, ”industri” og ”kraftprodusenter” - olje, kull, gass og kraft. Mens det er årsetterspørsel etter fossile brensler, rommer modellen fire periodemarkeder for kraft (sommer/vinter, dag/natt).
- I hvert land fins det en rekke teknologier for produksjon av kraft. Hovedkategoriene er i) gasskraft, ii) oljekraft, iii) kullkraft, iv) pumpekraft, v) magasinkraft, vi) atomkraft, vii) søppelkraft og viii) fornybare energikilder. Innen hver kategori fins det mange kraftverk, men disse har forskjellig effektivitet. Kraftprodusentene kan øke sin produksjonskapasitet gjennom investeringer.
- Alle energivarer handles internasjonalt. Handelen med gass og kraft skjer gjennom transmisjonsledninger. Kapasiteten i transmisjonsledningene kan økes gjennom investeringer.

Nedenfor følger en mer detaljert beskrivelse av langtidsversjonen av denne modellen, se også Golombek mfl. (2000) og Aune mfl. (2001).

3.1.1 Nærmere om modellen

1. Basisår.

Modellen har 1996 som basisår.

2. *Markedsstruktur*

Det er fullkommen konkurranse i omsetningen av alle energivarer. Dessuten er det fullkommen konkurranse i transport av energi. I hvert land, og i hver tidsperiode, kjøper en nasjonal systemoperatør en liten andel av den tilgjengelige kapasiteten i kraftproduksjonssektoren. Denne kapasiteten skal brukes hvis etterspørselen blir uventet høy, slik at en unngår utkoblinger grunnet overbelastning. Også prisen på produksjonskapasitet fastlegges i et frikonkurransemarked.

3. *Regioner.*

Modellen omfatter 13 europeiske land; Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Italia, Nederland, Norge, Spania, Storbritannia, Sveits, Sverige, Tyskland og Østerrike. Dessuten spesifiserer modellen andre land, bl.a. Algerie og Russland, som er nettoeksportører av energivarer.

4. *Energivarer.*

Modellen opererer med fire varer; olje, kull, gass og kraft.

5. *Energimarkeder.*

Både olje og kull omsettes på verdensmarkedet. Gass og kraft omsettes i hvert sitt integrerte europeiske marked.

6. *Perioder.*

Alle fossile brensler omsettes i årsmarkeder. Siden elektrisitet ikke kan lagres, må produksjonen momentant tilpasses etterspørselsendringer. Modellen opererer derfor med to sesonger – sommer og vinter – og det er to perioder i hver sesong – dag og natt. I alt er det derfor fire periodemarkeder for kraft: sommerdag, sommernatt, vinterdag og vinternatt. Disse fire periodene er antatt å være like lange.

7. *Etterspørsel etter energi.*

Modellen opererer med tre etterspørselsgrupper: ”husholdninger”, ”industri” og ”kraftproduksjon”. Sektoren ”husholdninger” omfatter primært husholdninger, tjenesteyting og elektrokjeler, mens ”industri” rommer alle sektorer bortsett fra ”husholdninger” og kraftproduksjon. Sektorene husholdninger og industri etterspør alle de fire energivarene. I hvert land, og for hver energivare, har både husholdninger og industri fallende etterspørselsfunksjoner. Disse er kalibrert ved å ta utgangspunkt i observerte markedspunkter i modellens basisår (1996), samt etterspørselastisiteter. Strukturelle forskjeller i etterspørselen er tatt hensyn til ved at etterspørselastisitetene varierer mellom land, energivarer og sluttbrukere. Etterspørselen etter en vare, f.eks. gass, avhenger av prisen på denne varen, men også av prisen på alle andre energivarer. For hver de to sluttbrukersektorene er etterspørselen (i hvert land) modellert ved en fler-periode, fler-vare CES (Constant Elasticity of Substitution) funksjon.

Fossile brensler blir også etterspurt av varmekraftprodusentene, f.eks. etterspør gasskraftprodusentene gass. Hvert kraftverk har en gitt (konstant) effektivitet som angir hvor mye energi (f.eks. gass) som trengs for å produsere 1 kWh. Hvis det er lønnsomt å produsere kraft, utnytter et kraftverk hele sin gitte kapasitet. Etterspørselen etter gass fra alle gasskraftverkene er derfor høyere jo lavere prisen på gass er, og jo høyere prisen på kraft er.

Landene utenfor regionen er representert ved aggregerte fallende etterspørselsfunksjoner etter olje og kull.

8. *Tilbud av fossile brensler.*

Blant modell-landene fastlegges utvinningen av fossile brensler fra landenes tilbudsfunksjoner (i flere modell-land foregår det ikke utvinning av alle brensler, dvs. landene har ikke et fullt sett av tilbudsfunksjoner). Landene utenfor regionen er representert ved aggregerte tilbudsfunksjoner for olje og kull. Endelig har enkelte land, primært Algerie og Russland, en gitt mengde gass som tilbys i det europeiske gassmarkedet. Mengdene er satt lik observert nettoeksport til Europa i modellens basisår.

9. *Tilbud av kraft.*

Hvert modell-land har tilgang til en rekke teknologier for fremstilling av kraft. Hovedkategoriene er i) gasskraft, ii) oljekraft, iii) kullkraft, iv) pumpekraft, v) magasinkraft, vi) atomkraft, vii) søppelkraft og viii) fornybare energikilder (alle hovedkategoriene fins ikke i alle land). Innen hver kategori fins det mange kraftverk, men disse har forskjellig effektivitet.

Alle kraftverk må ta ned anlegget i deler av året, bl.a. p.g.a. vedlikehold og utbedringer. Maksimal produksjon er derfor lavere enn det kraftverkenes rapporterte kapasitet tilsier. For varmekraftprodusenter har vi antatt at maksimal driftstid kan være inntil 90 prosent av årets timer.

For atomkraft har vi som en tommelfingerregel satt maksimal driftstid lik observert driftstid i basisåret. Unntaket fra denne regelen er Frankrike, som har mye lavere observert driftstid enn de øvrige landene. Dette skyldes trolig at atomkraftkapasiteten i Frankrike er større enn kraftetterspørselen i lavlastperioder (produksjonen er til tider begrenset av økonomiske forhold). Vi har derfor antatt at maksimal driftstid for atomkraft i Frankrike er på nivå med den observerte gjennomsnittlige driftstiden for atomkraft i resten av Europa.

Kraftverk som benytter fossile brensler, samt atomkraftverk, har tre typer kostnader (foruten investeringskostnader, se nedenfor); i) løpende driftskostnader, ii) start-stopp kostnader og iii) vedlikeholdskostnader. De løpende driftskostnadene er primært brenselkostnader, og er regnet som øre/kWh. Hvis et kraftverk produserer bare deler av døgnet, f.eks. produksjon bare om dagen, må verket tas ned om natten og fyres opp igjen om dagen. Sammenliknet med drift hele døgnet, påløper det en start-stopp kostnad som primært avspeiler at en del energi benyttes til å fyre opp verket. Strømproduksjonen fra denne energimengden er mindre enn ved ordinær drift. Denne ekstrakostnaden påvirker beslutningen til produsenten. Hvis verket produserer på dagtid, øker kostnaden hvis det velger å ikke produsere om natten. Start-stopp kostnader drar derfor i retning av at verk produserer jevnt over døgnet. Jevnere produksjon gjennom døgnet, kombinert med høyere etterspørsel om dagen enn om natten, bidrar til større prisforskjeller mellom dag og natt (enn uten start-stopp kostnader).

Alle kraftverk må utføre vedlikeholdsarbeid og utbedringer (se ovenfor). Noen vedlikeholdskostnader avhenger av at verket er i drift (driftsbetingede vedlikeholdskostnader), andre ikke. I vår modell må alle verk som er i drift oppnå et ikke-negativt dekningsbidrag. De driftsbetingede vedlikeholdskostnadene er en fast kostnad (kr/år), og påvirker derfor utelukkende

hvorvidt et verk vil produsere eller ikke. Gitt at det er optimalt for et verk å produsere elektrisitet, påvirker derfor ikke denne kostnadskomponenten kraftproduksjonen i hver tidsperiode. Hvis derimot et verk initialt ikke produserer i noen perioder, men verket begynner å produsere i én periode, blir marginalkostnaden i driftsperioden lik summen av ordinære driftskostnader, start-stopp kostnaden og vedlikeholdskostnaden.

Modellen spesifiserer to vannkraftteknologier: pumpekraft og magasinkraft. Pumpekraftprodusenter kjøper kraft når prisen er lav (typisk om natten). Kraften brukes til å pumpe opp vann, som sendes ned til kraftverket når prisen på kraft er høy (typisk om dagen). Aktiviteten er lønnsom hvis variasjonen i kraftprisen over døgnet er tilstrekkelig stor. Magasinkraftprodusenter samler vann i magasiner, og slipper vannet ned til kraftverket. Siden tilsiget av vann (fra nedbør og snøsmelting) varierer en del over tid, er modellens tall for tilsig basert på gjennomsnittsbetraktninger over flere år (ikke observert tilsig i modellens basisår). Produksjonen av magasinkraft (i alle land) er derfor lik ”normalårsproduksjonen”, og er derfor ikke lik faktisk produksjon i 1996.

Magasinkraftprodusenter har de samme kostnadskomponentene som fossile kraftverk. I tillegg må de ta hensyn til at anvendelsen av vann i en sesong (brukes enten til kraftproduksjon eller lagres til neste sesong), ikke kan overstige tilgangen på vann i samme sesong (summen av vannmengden i magasinet i begynnelsen av en sesong og tilsiget av vann i løpet av sesongen). Verdien av vann i en sesong er gitt ved skyggeprisen på vannet, og betegnes ofte vannverdien. Videre kan ikke produsentene overføre mer vann mellom sesongene enn magasinets kapasitet. Hvis denne skranken er bindende, er skyggeprisen på magasin kapasitet positiv, noe som leder til forskjellige kostnader mellom sesongene, og dermed forskjellige priser.

Enkelte land utenfor regionen har en gitt nettoeksport av kraft til det europeiske kraftmarkedet. For hvert land er årlig nettoeksport satt lik observert nettoeksport i modellens basisår. Med bakgrunn i tilgjengelig statistikk, er årstallene fordelt på perioder.

10. *Handel.*

Alle energivarer handles internasjonalt. Transport av gass og kraft fra produsent til sluttbruker foregår på tre nivåer: internasjonal transport, nasjonal transport og distribusjon.

Vi tenker oss at det i hvert modell-land fins en sentralt plassert markedsnode. Med unntak av norsk utvinning av gass antar vi at gassutvinningen og kraftproduksjonen i modell-landene foregår i disse markedsnodene. I likhet med gass- og krafteksportører fra 3. land er gassutvinningen i Norge representert ved en egen produksjonsnode. Internasjonal transport av gass og kraft skjer gjennom ledninger som enten forbinder en produksjonsnode med en markedsnode, eller forbinder to markedsnoder. Hver ledning mellom nodepar er karakterisert ved en gitt kapasitet.

Vi antar at det eksisterer perfekt tredjepartsadgang til det internasjonale transmisjonsnett. Gjennom kjøp av rørtjenester kan alle få fraktet gass (eller kraft) mellom noder. Prisen på internasjonale transporttjenester består av to komponenter. For det første en fast komponent som avspeiler driftskostnadene, og for det andre en variabel komponent (skyggeprisen på kapasitetsskranken) som skal sikre at etterspørselen etter en transporttjeneste ikke overstiger

kapasiteten. I likevekt kan den variable komponenten (skyggeprisen) være null for en rekke transportstrekninger.

Foruten internasjonal transport, blir gass og kraft transportert og distribuert i hvert enkelt land. Energien transporteres fra landets markedsnode til lokale distribusjonsverk. Sektoren husholdninger mottar gass og kraft fra lokale distribusjonsverk. Som en forenkling tenker vi oss at sektorene industri og gasskraftverk er direkte koblet til det nasjonale transportsystemet. Prisen på nasjonal transport og distribusjon er fast (f.eks. fastsatt av EU), og skal avspeile den totale gjennomsnittskostnaden, inkludert normalforrentning av investert kapital, ved å tilby tjenesten. I motsetning til internasjonal transport, ser vi bort fra kapasitetsproblemer ved nasjonal transport og distribusjon.

11. *Investeringer*

I hvert land, og for hver type teknologi, kan kapasiteten i basisåret utvides ved å investere. Den annualiserte kapitalkostnaden, som varierer på tvers av teknologier, skal balanseres mot gevinsten ved økt kapasitet (lik skyggeprisen på økt kapasitet). Tilsvarende utvides kapasiteten for hver transmisjonslinje for gass og kraft inntil den annualiserte kapitalkostnaden er lik gevinsten ved økt kapasitet.

Magasinkraftprodusentene står overfor en effektkapasitet (knyttet til turbinene etc), en energikapasitet (knyttet til tilfanget av vann) og en magasinkapasitet (knyttet til magasinets størrelse). Som en forenkling (manglende data) har vi antatt at ved investeringer i magasin-kraft, er det proporsjonalitet mellom utvidelsene i de tre kapasitetene.

12. *Markedslikevekt.*

I hvert energimarked er tilbudet lik etterspørselen. For olje og kull gjelder denne likheten på verdensmarkedet, mens den gjelder for gass i det europeiske markedet. I hver periode er tilbud lik etterspørsel i det europeiske kraftmarkedet.

For hver vare avspeiler prisforskjellene mellom sluttbrukerne utelukkende kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller. Tilsvarende avspeiler forskjellene mellom produsentprisene utelukkende kostnadene knyttet til transport (inkludert skyggeprisene på transportkapasitetene) mellom nodene.

13. *Velferd*

Velferden til et land defineres som summen av konsumentoverskudd, produsentoverskudd, skatteinntekter til det offentlige og handelsoverskudd.

14. *Modellens virkemåte*

Generelt påvirkes alle variable som er bestemt av modellen (endogene variable) av skift i variable som ikke er bestemt av modellen (eksogene variable). Hvis f.eks. eksporten av russisk gass til Tyskland øker, vil gasskonsumet i Tyskland øke, og prisen på gass i Tyskland presses ned. Lavere gasspris innenlands gir insentiv til å eksportere en del av gassen til andre land. Dermed endres også konsumet og prisen på gass i alle andre land. Siden gass konkurrerer med de andre fossile brenslene i sluttforbruket av energi, vil lavere pris på gass redusere etterspørselen etter både olje og kull. Prisene på verdensmarkedene for disse varene vil derfor falle (marginalt). Lavere gasspris styrker lønnsomheten til gasskraftprodusentene, men

konkurransfordelen blir noe svekket av at også lønnsomheten til olje- og kullkraftprodusenter bedres (p.g.a. fallende priser på verdensmarkedet). Kostnadsreduksjonene i kraftsektoren innebærer økt kraftproduksjon og lavere pris på kraft i alle land. Dessuten endres sammensetningen av kraftproduksjonen. Lavere kraftpris påvirker konkurranseforholdet mellom kraft og fossile brensler i sluttforbruket av energi. Dermed faller etterspørselen etter olje, kull og gass, osv. Den generelle likevektsmodellen regner ut den nye markedsløsningen når alle reperkusjoner er tatt hensyn til. I den nye likevekten vil fremdeles – for hver energivare - prisforskjellene mellom sluttbrukerne utelukkende avspeile kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller.

3.2 Prosjektspesifikke forutsetninger

Da vi ønsker å studere langtidsvirkningene av kapasitetsvalgene, har vi utført modellsimuleringer for to framtidige år, 2010 og 2020. Nedenfor følger noen forutsetninger som er gjort for disse årene.

3.2.1 År 2010

1. Vindkraft i Norge i 2010 er 3 TWh. Som nevnt i avsnitt 2.4.1 om vindkraft vil dette kreve store investeringer og støttetiltak fra det offentlige.
2. Økningen i vannbåren varme i Norge frem til 2010 er 4 TWh.⁶ Dette er Regjeringens målsetting, se OED (2002b).
3. Endogen gassutvinning i alle land, dvs. at gassutvinningen bestemmes ut fra de til en hver tid markedsmessige forhold.
4. Kapitaldepresieringene avspeiler NVEs anslag for fysisk levetid for de ulike produksjonsanleggene.
5. Det legges ikke opp til produksjon av kullkraft i Norge. Ingen atomkraftinvestering i noe land.
6. Produksjonskapasiteten for norsk magasinkraft avspeiler faktisk kapasitet i 2001: Kapasiteten for magasinkraft i basisåret (1996) er fastlagt slik at når vi kjører modellen for 2001, så blir kapasiteten i dette året lik den observerte.
7. Det ligger ingen utslippsrestriksjoner inne i noen av utviklingsbanene. Dette betyr at vi i disse simuleringene har sett bort fra internasjonale avtaler om utslipp til luft.

3.2.2 År 2020

Forutsetningene 2-7 gjelder fremdeles. I tillegg har vi gjort følgende nye forutsetning:

8. I alle scenarioene er investeringene i vindkraft i Norge etter 2010 (regnet i GW) lik investeringene i vannkraft mellom 2010 og 2020 i BAU (se nedenfor). Ved omregning av investeringene i vindkraft fra GW til TWh benytter vi en driftstid for vindkraftverk på 30 % av årets timer.

⁶ Den partielle effekten av dette i basisåret er satt til å være en reduksjon av elektrisitetsforbruket med 2 TWh, mens oljeforbruket reduseres med 1,24 TWh.

3.3 Beregningsalternativer

I modellsimuleringene har vi valgt å se på følgende alternative utviklingsbaner for det europeiske energimarkedet:

1. Business As Usual (BAU)

Alle kapasitetsinvesteringer i kraftproduksjonsanlegg i alle land er endogent bestemt. Dette betyr at produsentene investerer gitt at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Hvis alle priser er satt riktig (noe som innebærer at alle eksternaliteter gjenspeiles i prisene), vil disse investeringene også være samfunnsøkonomisk lønnsomme.

2. Business As Usual med tørrår (BAUT).

Dette er et scenario med tørrår i Norge og Sverige, definert som at tilfanget av vann til magasinkraft i begge landene er redusert med 24 %.⁷

Norge: Med unntak av reduksjonen i vanntilførselen er kapasitetene i kraftsektoren, og kapasitetene for transmisjon av kraft og gass, som i BAU.

Sverige: Vanntilførselen er 24% lavere enn i BAU.

Alle andre kapasiteter bestemmes endogent, og vil derfor kunne være forskjellige fra BAU.

3. Ingen kapasitetsøkning i Norge (BUP)

I Norge foretas det ingen investeringer for å øke produksjonskapasiteten for elektrisitet. Det er heller ingen utbygging av transmisjonslinjene for kraft og gass. I alle andre land foretas det derimot optimal utbygging: Kapasitetene bestemmes endogent.

4. Ingen kapasitetsøkning i Norge med tørrår (BUPT)

Dette er igjen et scenario med tørrår i Norge og Sverige, dvs. i begge landene er vanntilførselen redusert med 24 %.

Norge: Kapasitetene lik som i BUP (med unntak av redusert vanntilførsel).

Sverige: Vanntilførselen er 24% lavere enn i BUP.

Alle andre kapasiteter bestemmes endogent, og vil derfor kunne være forskjellige fra BUP.

⁷ I modellen defineres et tørrår som at det er tørt hele året. Dette vet produsentene, og de er derfor i stand til å planlegge sin produksjon i de ulike periodene ut fra dette. Virkeligheten kan være en annen. I 2002 har vi for eksempel opplevd en tørr høst, og ikke nødvendigvis et tørt år. Hadde produsentene sommeren 2002 vært klar over at det ble en tørr høst, vil de nok i større grad overført vann mellom periodene fremfor å eksportere.

4 RESULTATER

I dette avsnittet presenterer vi resultater fra modellkjøringene, der vi har benyttet langtidsversjonen av modellen LIBEMOD som presentert ovenfor. Tolkningen av scenarioet BAU 2010 er derfor som følger: Alle aktører i alle land kjenner i dag med full sikkerhet prisene som vil gjelde i 2010 (deterministisk modell). Modellen gir investeringer, andre kvantumsvariable og priser når en går *direkte* fra dagens tilstand til likevekten i 2010. Spesielt har aktørene hatt så lang tid til å tilpasse seg prisene i 2010 at vi benytter langtidselastisiteter i etterspørselssystemet. Scenarioet BAU 2020 har tilsvarende tolkning, dvs. en går *direkte* fra dagens tilstand til likevekten i 2020. BAU likevekten i 2020 er derfor ”helt uavhengig” av BAU likevekten i 2010.⁸

Tolkningen av BAUT 2010 er som følger: Alle aktører i alle land kjenner i dag med full sikkerhet prisene som vil gjelde i 2010. Videre kjenner aktørene i Norge de kapasitetene som vil gjelde i 2010 i Norge, samt at aktørene i Norge og Sverige vet at det blir tørrår i 2010. De andre scenarioene har tilsvarende tolkninger.

4.1 2010

4.1.1 BAU

I BAU scenarioet er samlet produksjon av kraft i Norge 208,8 TWh (målt ved kraftstasjonens vegg), se tabell 2. Produksjonen av vannkraft fra verk som var etablert i 2001 er 118 TWh, mens 7 TWh kommer fra nye verk (2 GW ny kapasitet). Dette er nye vannkraftverk som det er lønnsomt å bygge ut, gitt at en forventer at (real)prisene i dette scenarioet vil vedvare i mange år fremover.

Tabell 2: Produksjon av elektrisk kraft etter teknologi i Norge i 2010 (TWh)

Kraftproduksjon i TWh etter teknologi 2010						
	Vannkraft	Gasskraft	Kullkraft	Søppel forbrenningskraft	Sol og vindkraft	Sum
BAU	125,3	79,5	0,2	0,8	3,0	208,8
BAUT	95,2	79,5	0,2	0,8	3,0	178,7
BUP	118,2	0,1	0,2	0,8	3,0	122,3
BUPT	89,8	0,1	0,2	0,8	3,0	93,9

I BAU er det lønnsomt for Norge å utvinne nesten 70 mtoe gass. Store deler av gassen eksporteres (57 mtoe), resten (ca. 17 mtoe) benyttes til gasskraftproduksjon i Norge. Denne fordelingen av gassen er den mest lønnsomme for Norge, gitt de energiprisene vi står overfor. Eksport av gass krever utbygging av transmisjonsledningene fra Norge; primært utvides kapasiteten til Storbritannia.⁹ Basert på vår antakelse om 58 prosent effektivitet i

⁸ En alternativ strategi kan være å først finne likevekten i f.eks. 2010, dernest finne likevekten i f.eks. 2011 når vi starter med 2010 kapasitetene, dernest finne likevekten i f.eks. 2012 når vi starter med 2011 kapasitetene osv.

⁹ Antatt enhetskostnad for utbygging av transmisjonsledninger for gass på land og sjø er h.h.v. 1.25 USD/toe/100 km og 2.5 USD/toe/100 km. Som en forenkling er disse enhetskostnadene antatt å være

nye gasskraftverk, vil de 17 mtoe gass som brukes i Norge til kraftproduksjon gi nærmere 80 TWh kraft.

I Norge er samlet kraftkonsum (etter fratrukk for tap) 112 TWh, se tabell 3. Videre er samlet nettoeksport av kraft lik 84 TWh. Det er lønnsomt for Norge å utvide nåværende kapasitet i kraftledningen til Sverige med hele 8,5 GW. Denne ledningen benyttes med full kapasitet i alle de fire periodene. I hver periode eksporterer Norge ca. 21 TWh til Sverige. En mindre del av denne kraftmengden blir re-eksportert fra Sverige til Finland.

Tabell 3: Samlet produksjon, konsum og nettoeksport i Norge i 2010 (TWh)

	Samlet produksjon	Samlet konsum	Nettoeksport
BAU	209	112	84
BAUT	179	105	62
BUP	122	106	6
BUPT	94	99	-15

Initialt (2001) fins det en ledning med liten kapasitet mellom Norge og Finland. I henhold til modellen er det lønnsomt for Norge å utnytte denne ledningen fullt ut i alle perioder til eksport (0,2 TWh på årsbasis), men det er ikke lønnsomt å utvide ledningens kapasitet. Det er heller ikke lønnsomt å utvide kapasiteten i ledningen mellom Norge og Danmark. Denne ledningen brukes imidlertid med full kapasitet i alle perioder. Vannkraftlandet Norge eksporterer på dagtid (når prisene er høyere enn om natten), mens Danmark eksporterer til Norge om natten.

Tabell 4 viser produsentprisen på kraft i Norge i de fire periodene, samt gjennomsnittsprisen. I BAU er gjennomsnittlig produsentpris for elektrisitet 27 øre/kWh, mot ca. 17 øre/kWh i 2000. Vi ser fra tabell 4 at produsentprisene på kraft i Norge er de samme på sommernatt, sommerdag og vinternatt (27 øre), men litt høyere (28 øre) på vinterdag.

Tabell 4: Produsentpriser for elektrisitet i 2010, 2002 øre/kWh

	Sommernatt	Sommerdag	Vinternatt	Vinterdag	Gjennomsnitt
BAU	27	27	27	28	27
BAUT	30	30	30	32	31
BUP	30	30	30	32	30
BUPT	34	34	34	36	35

Produsentprisen på kraft følger fra tilpasningsbetingelsene til kraftprodusentene, som bl.a. sier at produsentprisen skal være lik summen av en rekke kostnader og skyggepriser, som skyggeprisen på effektkapasitet og skyggeprisen på vann. For en magasinkraftprodusent er nødvendigvis skyggeprisen på vann i en sesong (sommer vs. vinter) den samme om dagen og natten. Dette momentet fører isolert til at prisen er den samme om

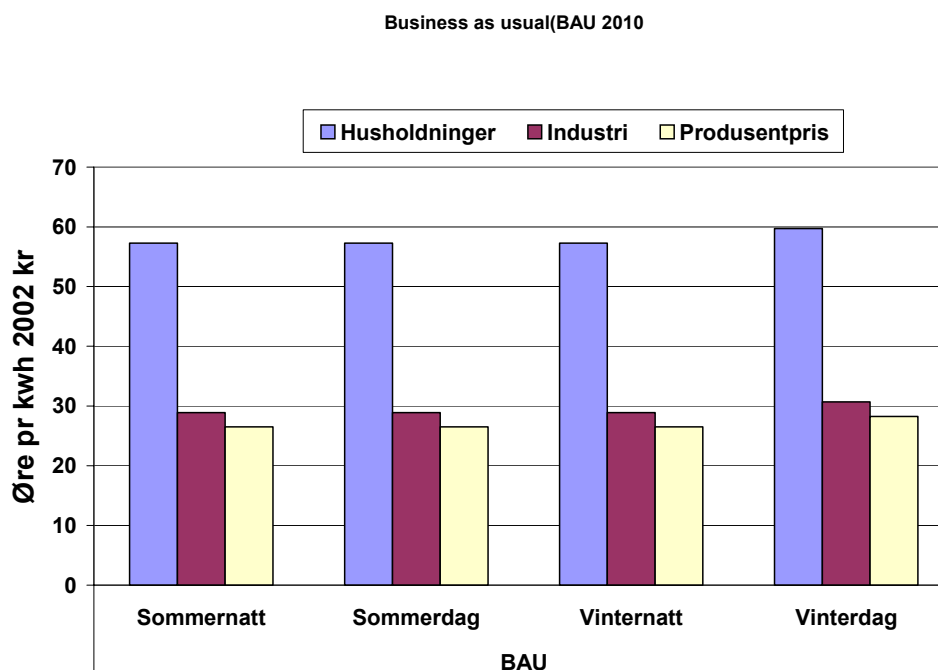
uavhengige av diameteren på gassrøret. Tilsvarende forutsetning er gjort for transmisjonsledninger for kraft. Her er følgende lagt til grunn: landkabel; 1000 USD pr. MW*km, sjøkabel; 1000 USD pr. MW*km pluss 1000 USD pr. MW. Videre er tallene justert ved at en skiller mellom nominell og faktisk kapasitet.

dagen og natten i hver sesong, når kraftproduksjonen fullstendig domineres av magasin-kraft som i Norge. Imidlertid kan skyggeprisen på vann være forskjellige mellom sommer og vinter. Typisk vil produsentene overføre vann fra sommer til vinter. Hvis ønsket overføring overstiger magasinkapasiteten, blir skyggeprisen på magasin akkurat så stor at faktisk overføring av vann blir lik magasinets størrelse. Generelt er forskjellen i skyggeprisen på vann mellom to sesonger lik skyggeprisen på magasinkapasitet når skyggeprisen på magasinkapasitet er strengt positiv (dette følger fra kraftprodusentenes tilpasningsbetingelser).

I BAU overføres vann fra sommer til vinter. Imidlertid er ønsket overført vannmengde lavere enn magasinets størrelse, slik at skyggeprisen på magasinkapasitet er null. Følgelig er skyggeprisen på vann den samme om sommeren og vinteren, noe som tilsier av prisen blir utjevnet mellom sesongene. Imidlertid viser tabell 4 at prisen er høyere på vinterdag enn på vinternatt. Dette skyldes at på vinterdag er etterspørselen så høy at effektkapasiteten blir bindende. På vinterdag, men ikke på vinternatt, får derfor prisen et tillegg som avspeiler skyggeprisen på effektkapasitet.

Figur 1 viser prisen på elektrisitet til husholdninger og industri, samt produsentprisen, i BAU. Forskjellen mellom sluttbrukerpriser og produsentpriser er dels tap, dels kostnader ved transport og distribusjon i Norge, og endelig skatter og merverdiavgiften. Siden merverdiavgiften er en prosentvis avgift, er den absolutte variasjonen i prisene til husholdningene større enn variasjonen i produsentprisene.

Figur 1: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BAU 2010)



Tabell 5 viser produsentprisene på kraft i Norden under BAU, samt gjennomsnittlig produsentpris i Europa (de 13 modell landene). Fra vår forutsetningen om perfekte markeder følger det at forskjellene i prisene avspeiler kun kostnaden ved å transportere kraft mellom ulike land. Denne kostnaden består dels av tap, dels av en fast tariff, og dels

av skyggeprisen på transportkapasitet for de ulike ledningene. Vi ser at i BAU er produsentprisen i Norge lik gjennomsnittet i Europa. I BAUT og BUP er produsentprisen i Norge 3 øre høyere enn det europeiske gjennomsnittet, mens forskjellen er 7 øre i BUPT. Tabellen viser også at prisene i Danmark og Finland er (tilnærmet) de samme i de fire scenarioene. I Sverige, som også blir utsatt for tørrår, er produsentprisen på kraft 1-2 øre høyere enn i Norge i BAU, BAUT og BUP, mens produsentprisen i BUPT er 3 øre høyere i Norge enn i Sverige.

Tabell 5: Produsentpriser for elektrisitet i ulike land i 2010, 2002 øre/kWh

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Europa
BAU	27	29	28	32	27
BAUT	31	32	28	32	28
BUP	30	32	28	32	27
BUPT	35	32	28	32	28

4.1.2 Produksjon, konsum og eksport

Tabell 3 viser at kraftproduksjonen i Norge faller med 30 TWh ved overgang fra BAU til BAUT, dvs. når det inntreffer et tørrår i Norge og Sverige, og de øvrige kapasitetene i kraftproduksjonen i Norge, samt transmisjonskapasitetene for kraft og gass til/fra Norge, ikke endres i forhold til BAU. På den annen side reduseres ikke kraftkonsumet med mer enn 7 TWh. Årsaken er at store deler av reduksjonen i kraftproduksjonen tas ut som redusert eksport (22 TWh). Sammenliknet med BAU, reduseres den norske eksporten til Sverige med ca. 20 TWh. I Sverige blir dette bortfallet neste kompensert ved økt import fra Danmark. Som i BAU utnytter Norge linjen til Finland fullt ut til eksport i alle perioder, men eksporten (i BAU) fra Norge til Danmark om dagen opphører. Derimot importerer Norge kraft fra Danmark om natten (samme kvanta som i BAU).

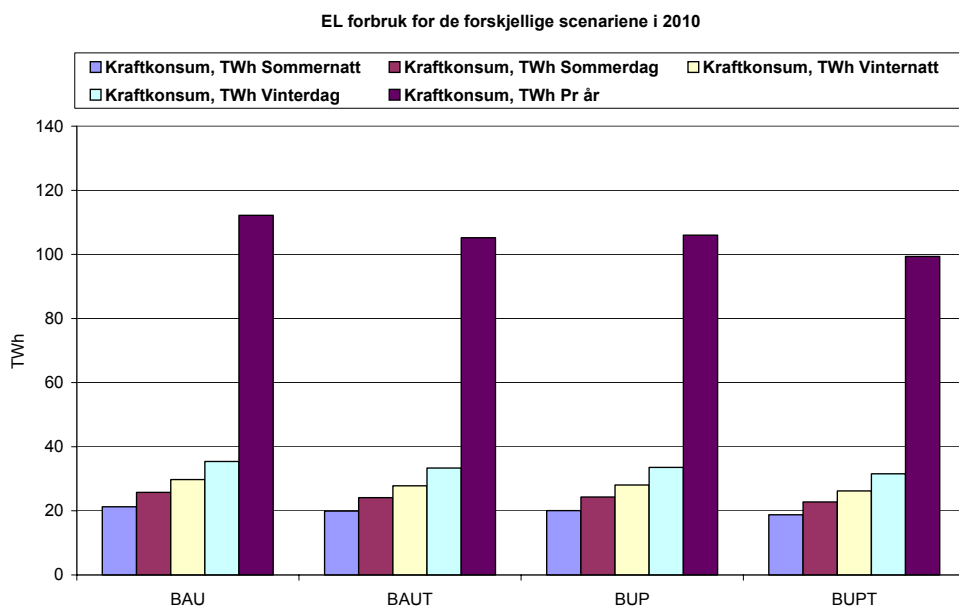
Vi går nå over til BUP scenarioet, hvor det i Norge ikke investeres verken i kraftsektoren eller i transmisjon av gass og kraft. Produksjonen i BUP er 87 TWh lavere enn i BAU. Av dette er ca 7 TWh vannkraft, men det resterende er gasskraft. Forskjellen i produksjon skyldes de store investeringene i både vannkraft og gasskraft i BAU, se ovenfor. Hvis det under BUP inntreffer tørrår (BUPT), faller produksjonen av kraft i Norge med 28 TWh, mens konsumet ikke reduseres med mer enn 7 TWh. Igjen er det eksporten som tar hovedstyten. Mens Norge i BUP har en beskjeden eksport til de andre nordiske landene, samt importerer kraft fra Danmark om natten, er det maksimal import fra alle de tre nordiske landene i BUPT.

Figur 2 viser elektrisitetsforbruket (TWh) i de ulike scenarioene i 2010, både totalt og fordelt på perioder.¹⁰ Vi ser av figuren at forbruket av elektrisitet varierer som forventet med døgn- og årstid. Totalt forbruk er noe lavere i tørrår enn i vanlige år. Forbruket

¹⁰ Årsforbruket er summen av de fire periodene. Dvs. at en periode ikke tilsvarer en halv dag, men et kvart års forbruk (vinteren og sommeren er hver definert til å vare i 6 måneder).

reduseres i scenarioene der det ikke investeres i produksjonskapasitet, noe som skyldes høyere priser (se nedenfor).

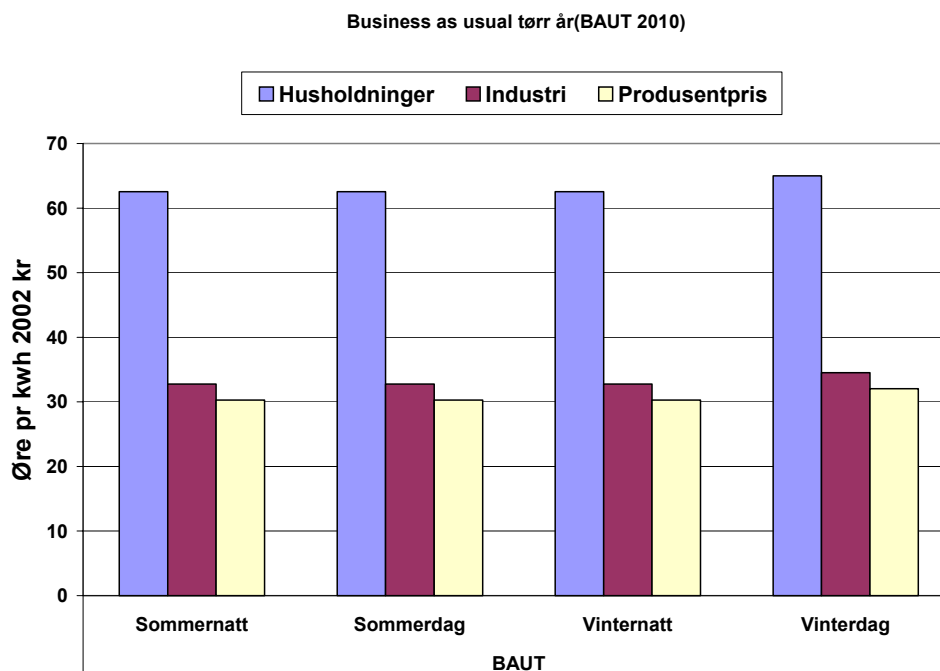
Figur 2: Kraftforbruket i de forskjellige scenarioene i Norge i 2010



4.1.3 Priser

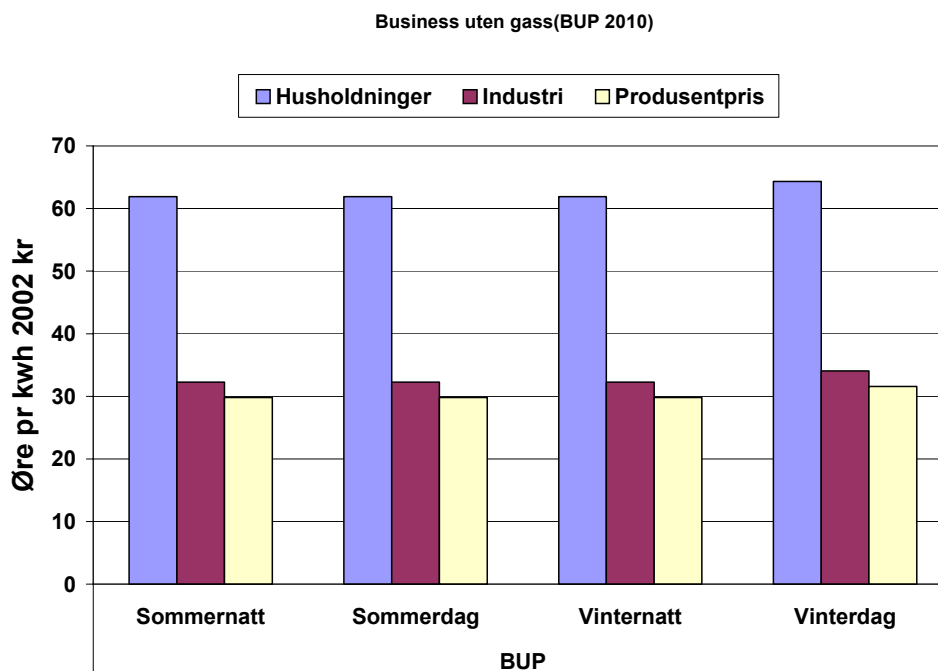
Prisene i BAU er drøftet under avsnitt 4.1.1. Vi vil her se på prisene i de andre scenarioene. Foruten en viss variasjon i prisene innenfor samme scenario, varierer prisene på tvers av scenarioene. Denne effekten er imidlertid relativt beskjeden: fra BAU til BAUT stiger den gjennomsnittlige produsentprisen fra 27 til 31 øre. Overgangen fra BUP til BUPT leder til en prisøkning fra 30 til 35 øre.

Figur 3: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BAUT 2010)



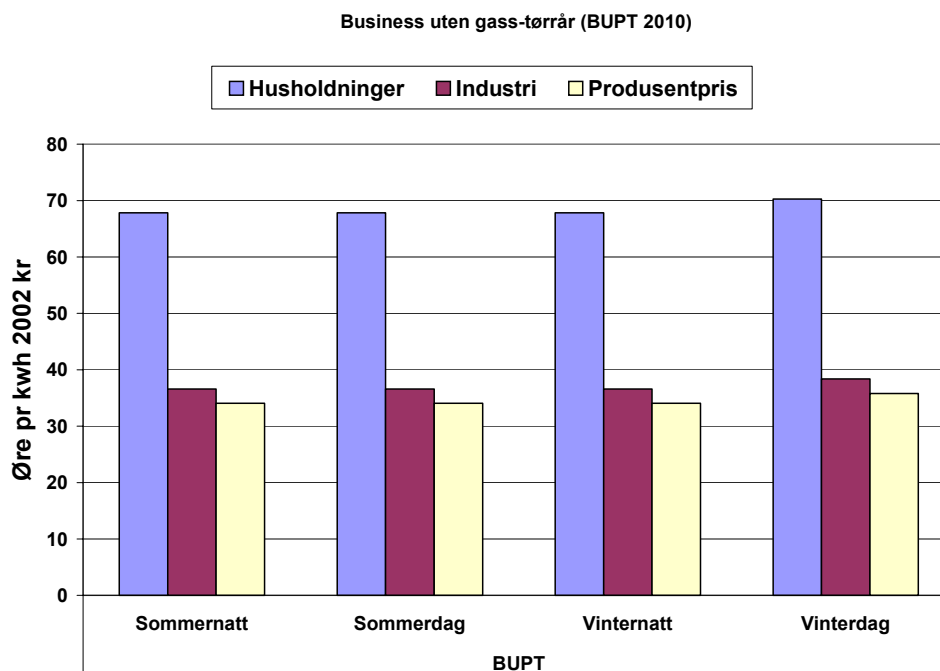
Figur 3 viser prisene i de 4 periodene i BAUT. Det vil være mindre vann i magasinene i tørrår (skyggepris på magasinkapasitet er lik null), noe som gjør det enklere å overføre vann mellom periodene. Dette vil isolert sett gjøre det enklere å utjevne prisene på vannkraft i de ulike periodene. Som følge av mindre vannkraftproduksjon i tørrår, vil gjennomsnittelig produsentpris øke med ca. 4 øre per kWh i forhold til BAU, først og fremst som følge av at det blir en høyere skyggepris på vann. Grunnen til at kraftprisen ikke blir vesentlig påvirket av tørrår er at eksporten reduseres med hele 23 TWh i tørrår.

Figur 4: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BUP 2010)



Prisene i BUP er vist i figur 4. BUP innebærer at det ikke investeres i økt produksjonskapasitet utover det som fantes i Norge i 2001. Dette trekker i retning av høyere skyggepriser både på magasinkapasitet, effektkapasitet og vann. Prisene er likevel bare litt høyere enn i BAU (3 øre). Årsaken er at eksporten reduseres i forhold til BAU med 78 TWh. Dette tilsvarer produksjonen fra gasskraftverk i BAU. Nettoeksporten i BUP er 6 TWh, og Norge importerer kraft om natten (se ovenfor). Import av kraft reduserer prisene i forhold til en situasjon uten internasjonal krafthandel (Norge bruker utlandet som et reservoar).

Figur 5: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BUPT 2010)



Ved tørrår og ingen investeringer i Norge (BUPT) øker prisene ytterligere, se figur 5, noe som skyldes økt skyggepris på vann. Lav nasjonal produksjonskapasitet kombinert med lav fyllingsgrad i magasinene (lite vann) leder til import (15 TWh). De økte prisene slår ut i en viss reduksjon i forbruket, se tabell 3. I dette scenarioet er prisen på vinterdag 36 øre/kWh, dvs. 9 øre over gjennomsnittlig produsentpris i BAU.

4.1.4 Velferdsvirkninger

Overgang fra BAU til BAUT reduserer tilgangen på vann. Et grovt estimat på denne verdireduksjonen for Norge fremkommer ved å multiplisere den reduserte vannmengden med skyggeprisen på vann, noe som gir ca. 6,5 milliarder kroner.

Et annet anslag på velferdsvirkningene får vi i tabell 6. Denne tabellen viser endret økonomisk velferd i de tre scenarioene BAUT, BUP og BUPT i forhold til BAU, regnet som milliarder kroner pr. år (2002 pengeverdi). Det er magasinkraftprodusentene som går glipp av den reduserte vannmengden. På den annen side leder tørrår til økte kraftpriser. Alt i alt reduseres overskuddet blant energiprodusentene i Norge med 0,6 milliarder kroner (virkningen på overskuddet til produsentene av gass og olje er liten), se tabell 6.

Tabell 6: Velferd sammenliknet med BAU i Norge i 2010. Milliarder 2002 kroner

	BAUT	BUP	BUPT
Produsentoverskudd, Energileverandører	-0,6	0,5	-3,3
Konsumentoverskudd, husholdningssegmentet	-3,5	-3,1	-6,9
Konsumentoverskudd, Andre bruker av energi	-1,5	-1,3	-2,9
Handelsoverskudd	-0,4	0,1	0,2
Samlede skatter	0,4	0,3	0,7
Sum	-5,6	-3,6	-12,2

Økte produsentpriser slår ut i økte sluttbrukerpriser, og dermed reduseres konsumentoverskuddet blant sluttbrukerne. Vi ser at i husholdningssegmentet reduseres konsumentoverskuddet med 3,5 milliarder kroner, mens konsumentoverskuddet i resten av økonomien (primært industrien) reduseres med 1,5 milliarder kroner. Siden tørrår leder til redusert eksport, faller handelsoverskuddet, men relativt lite (0,4 milliarder kroner). Endelig tjener staten på tørrår i form av økte skatter, primært økt momsinnpekt, p.g.a. høyere strømpriser. Samlet faller den økonomiske velferden med 5,6 milliarder kroner (pr. år) som følge av tørråret. Dette er noe lavere enn det grove estimatet på 6,5 milliarder (se ovenfor), noe som avspeiler at kostnaden reduseres gjennom økonomiske tilpasninger.

Tabell 6 viser videre at det samfunnsøkonomiske tapet ved å ikke bygge ut mer kapasitet (BAU versus BUP) er 3,6 milliarder (pr. år). Det er brukerne av energi som taper på stopp i utbyggingen (4,4 milliarder), mens energiprodusenter og staten tjener litt (0,8 milliarder).

Ved overgang fra BAU til BUPT reduseres den økonomiske velferden med 12,2 milliarder. Den partielle effekten av tørrår når det ikke bygges ut mer kapasitet (overgang fra BUP til BUPT) er redusert velferd med 8,6 milliarder. Sammenliknet med BUP leder tørrår (BUPT) til at energiprodusentene (primært magasinkraftprodusentene) får 3,8 milliarder i redusert overskudd, samlet konsumentoverskudd faller med 5,4 milliarder, og staten tjener ca. en halv milliard i form av økte skatteinntekter.

4.2 2020

4.2.1 BAU

Som nevnt ovenfor er denne likevekten å tolke som følger: Alle aktører kjenner i dag de prisene som vil gjelde i 2020, og en bestemmer i dag hvor mye de ulike kapasitetene skal økes i 2020 i forhold til *dagens* verdier (investeringer). Under disse forutsetningene finner vi at i BAU 2020 fremstiller Norge 155,7 TWh kraft, se tabell 7. Produksjonen i magasinkraftverk som var i drift i 2001, er 114 TWh, dvs. litt lavere enn i BAU 2010. Forskjellen skyldes depresiering. På den annen side er produksjonen i BAU 2020 i nye magasinkraftverk (9 TWh) litt høyere enn i BAU 2010, noe som skyldes høyere (real)priser i 2020 enn i 2010. Alt i alt er produksjonen av vannkraft ca. 2 TWh lavere i BAU 2020 enn i BAU 2010.

Tabell 7: Produksjon av elektrisk kraft etter teknologi i Norge i 2020 (TWh)

Kraftproduksjon i TWh etter teknologi 2020						
	Vannkraft	Gasskraft	Kullkraft	Søppel forbrenningskraft	Sol og vindkraft	Sum
BAU	123,77	26,3	0,1	0,8	4,7	155,7
BAUT	97,098	26,3	0,1	0,8	4,7	129,0
BUP	114,164	0,1	0,1	0,8	4,7	119,8
BUPT	89,797	0,1	0,1	0,8	4,7	95,5

I BAU 2020 er produksjonen av gasskraft 53 TWh lavere enn i BAU 2010. Den norske gassutvinningen er den samme i de to likevektene, men i BAU 2020 eksporteres 93 % av produksjonen, mens det tilsvarende tallet for BAU 2010 var 80%. Mindre gass benyttes derfor til produksjon av gasskraft, og mer selges på det europeiske gassmarkedet. Mens gjennomsnittelig produsentpris på elektrisitet i Europa har steget med 3% fra 2010 til 2020, har prisstigningen på gass vært på hele 20%. Det vil derfor være mer lønnsomt å selge gassen på gassmarkedet framfor å bruke den til kraftproduksjon. Grunnen til den store forskjellen i prisstigning finner vi ved å studere marginalkostnadene ved produksjon. Mens kraftproduksjon har konstante marginalkostnader, har utvinning av gass stigende marginalkostnader.

I BAU 2020 er konsumet av elektrisitet i Norge 129 TWh, mens nettoeksporten av kraft er 14 TWh. Linjen mellom Norge og Sverige utvides med 1,6 GW (før en tar hensyn til depresiering), og denne linjen utnyttes full ut på sommerdag og vinternatt (5,1 TWh eksport i hver periode). Norge eksporterer også kraft til Sverige i de øvrige perioden (1 og 4 TWh). Dessuten eksporterer Norge maksimalt til Finland i tre perioder. Endelig eksporterer Norge mindre enn 1 TWh til Danmark på vinterdag, og importerer nærmere 1 TWh (full kapasitetsutnyttelse) om natten fra Danmark.

4.2.2 Produksjon, konsum og eksport

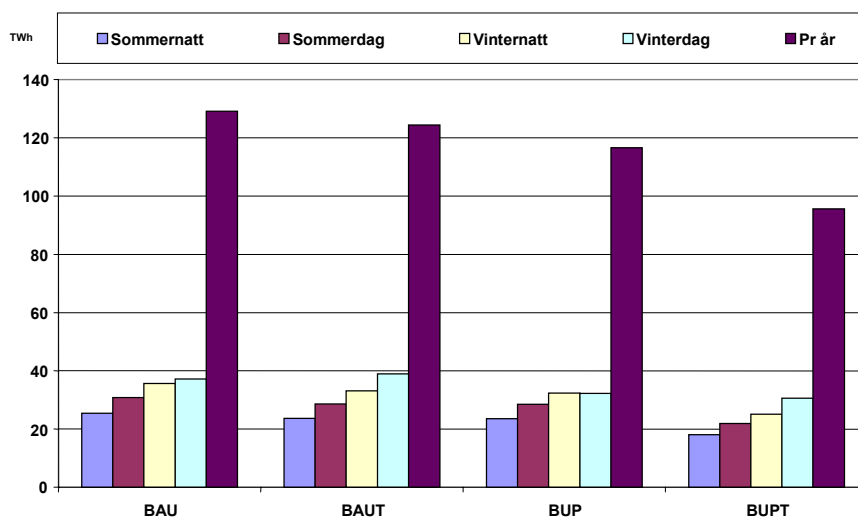
Tabell 8 viser samlet produksjon og konsum av kraft i Norge, samt nettoeksporten i de fire scenarioene. Som for 2010 ser vi at under BAU/BAUT leder tørrår til en betydelig mindre reduksjon i konsumet enn i produksjonen fordi eksporten justeres. Ved overgang fra BAU til BAUT reduseres produksjonen med 27 TWh, mens konsumet bare faller med 5 TWh. Eksporten faller derimot med 21 TWh. All eksport til Danmark og Finland opphører i BAUT, mens Norge bare eksporterer til Sverige på vinterdag (eksport i alle fire perioder i BAU). Norge begynner å importere kraft fra både Sverige og Finland. Som i BAU importerer Norge maksimalt fra Danmark om natten, men i BAUT importerer Norge også maksimalt fra Danmark på sommerdag.

Tabell 8: Samlet produksjon, konsum og nettoeksport i Norge i 2020 (TWh)

	Samlet produksjon	Samlet konsum	Nettoeksport
BAU	156	129	14
BAUT	129	124	-7
BUP	120	117	-8
BUPT	96	96	-10

Ved overgang fra BUP til BUPT faller produksjonen med 24 TWh, konsumet reduseres med nesten like mye (21 TWh), mens nettoeksporten ikke faller med mer enn 2 TWh. Den svake reduksjonen i nettoeksporten avspeiler at Norge ikke eksporterer kraft i BUP, men importerer nesten maksimalt. Bortfallet av produksjon i BUPT leder til maksimal import av kraft, men siden transmisjonslinjenes kapasiteter er gitte, kan ikke importen øke med mer enn 2 TWh. Følgelig faller konsumet av kraft i Norge nesten like mye som produksjonen.

Figur 6: Elektrisitetsforbruket i de fire scenarioene i Norge i 2020



Figur 6 viser elektrisitetsforbruket i de fire scenarioene, både totalt og fordelt på perioder. I BAU 2020 er kraftforbruket ca. 8 TWh høyere enn i BAU 2010. For BAUT og BUP er også forbruket høyest i 2020, mens i BUPT 2020 øker prisene så mye at forbruket i BUPT 2020 er lavere enn forbruket i BUPT 2010.

4.2.3 Priser

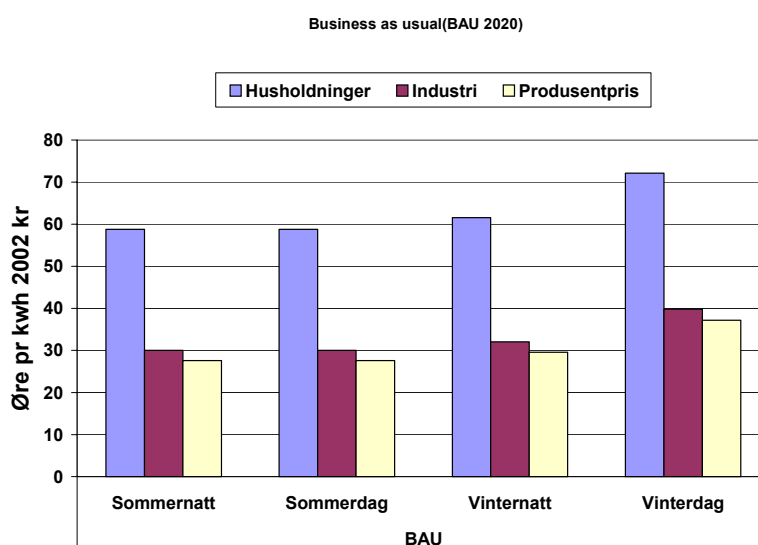
Tabell 9 viser produsentprisene i de fire periodene, samt gjennomsnittlig produsentpris i de fire scenarioene. Videre viser figurene 7-10 produsent- og konsumentpriser for hver av de fire scenarioene.

Tabell 9: Produsentpriser på elektrisitetspriser i 2020, 2002 øre/kWh

	Sommernatt	Sommerdag	Vinternatt	Vinterdag	Gjennomsnitt
BAU	28	28	30	37	31
BAUT	32	32	32	35	33
BUP	32	32	36	49	37
BUPT	54	54	54	56	55

Som før nevnt, kan prisforskjellene forklares ut fra de ulike skrankene kraftprodusentene står ovenfor. En skranke er magasinkapasiteten. Hvis magasinkapasiteten er stor (skyggeprisen på magasinkapasitet er da lik null), kan man overføre ønsket vannmengde fra sommer til vinter. Dette vil utjevne prisene mellom disse to årstidene. En annen beskrankning er effektkapasiteten. Selv om det er vann nok i magasinene, er det ikke sikkert at man er i stand til å produsere nok effekt ved høy etterspørsel. Dette vil typisk være en grunn til forskjellen i prisen mellom vinternatt og vinterdag. Det bør også nevnes at (netto)tilbudet av kraft fra utlandet til Norge ikke endres mye over årstidene, da etterspørselen i Europa er jevnere gjennom året enn den er i Norge. Dette skyldes at elektrisitet i liten grad brukes til oppvarming i andre europeiske land, og at det ikke er like kaldt om vinteren som i Norge. Norge kan derfor bruke utlandet som et reservoar, dvs. at vi kan eksportere strøm om sommeren og importere om vinteren, på samme måte som man kan overføre vann fra sommer til vinter i et reservoar. Tilbudet fra utlandet vil imidlertid variere mellom dag og natt.

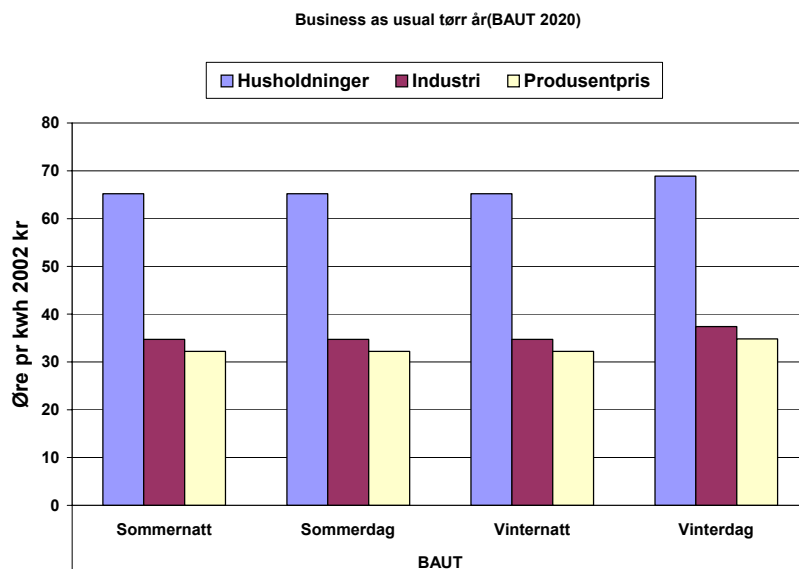
Figur 7: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BAU 2020)



I 2020 er prisene i BAU på sommernatt og sommerdag like (28 øre/kWh), og 1 øre høyere enn de tilsvarende prisene i BAU 2010. Like priser avspeiler av vannverdien nødvendigvis er den samme om natten og dagen, samt at effektkapasiteten verken binder på sommernatt eller sommerdag. Imidlertid er vinternattprisen 4 øre høyere enn sommerprisen (i BAU 2010 var disse tre prisene like). Forskjellen i pris avspeiler to forhold. For det første overstiger ønsket overført vannmengde fra sommer til vinter magasinets kapasitet. Skyggeprisen på magasinets kapasitet er derfor positiv, og akkurat så høy at faktisk overført vannmengde svarer til magasinets kapasitet. Vannverdien om vinteren er derfor høyere enn om sommeren, og differensen er lik skyggeprisen på magasinets kapasitet. Videre er også effektkapasiteten bindende på vinternatt, dvs. prisen på vinternatt får ytterligere et tillegg som avspeiler skyggeprisen på effektkapasitet på vinternatt.

Fra tabell 8 ser vi videre at prisen på vinterdag er 7 øre høyere enn prisen på vinternatt. Siden vannverdien er den samme på vinterdag og vinternatt, avspeiler forskjellen utelukkende at skyggeprisen på effektkapasitet på vinterdag er 7 øre høyere en skyggeprisen på effektkapasitet på vinternatt (i BAU 2010 var denne forskjellen 1 øre, noe som avspeiler lavere inntekter i 2010).

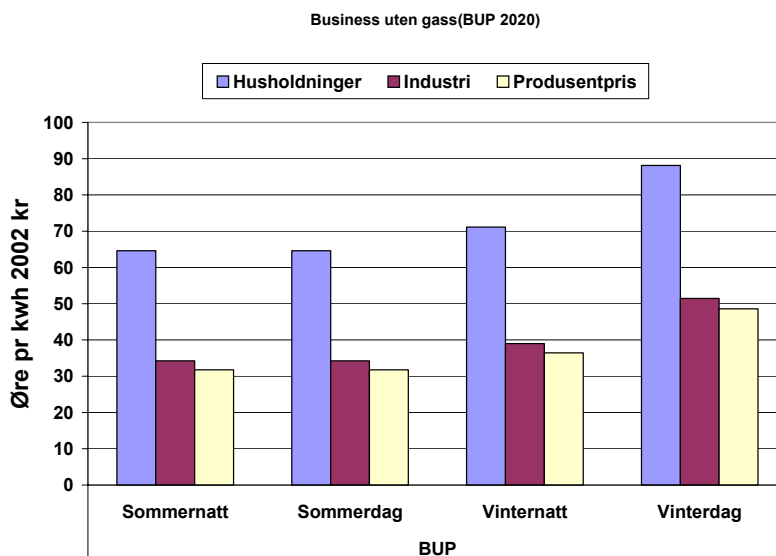
Figur 8: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BAUT 2020)



I en situasjon med tørrår (BAUT) er prisene på sommernatt, sommerdag og vinternatt like (32 øre/kWh). Dette avspeiler at når det er lite vann blir ikke magasinkapasiteten bindende, og følgelig blir vannverdien den samme om sommeren og vinteren. Som i alle andre scenarioer er prisen høyest på vinterdag (forskjellen er 3 øre) fordi prisen i denne perioden får et tillegg som svarer til skyggeprisen på effektkapasitet.

Legg merke til at vinterdagprisen er 2 øre lavere i BAUT enn i BAU. I BAUT har produsentene samme effektkapasitet og magasinkapasitet som i BAU. Men siden produsentene har mindre vann i BAUT enn i BAU, blir skyggeprisen på effektkapasitet lavest i BAUT. Vårt resultat betyr at selv om vannverdien på vinterdag er høyere i BAUT enn i BAU, er prisen på vinterdag høyest i BAU fordi skyggeprisen på effektkapasitet er så mye høyere på vinterdag i BAU enn i BAUT.

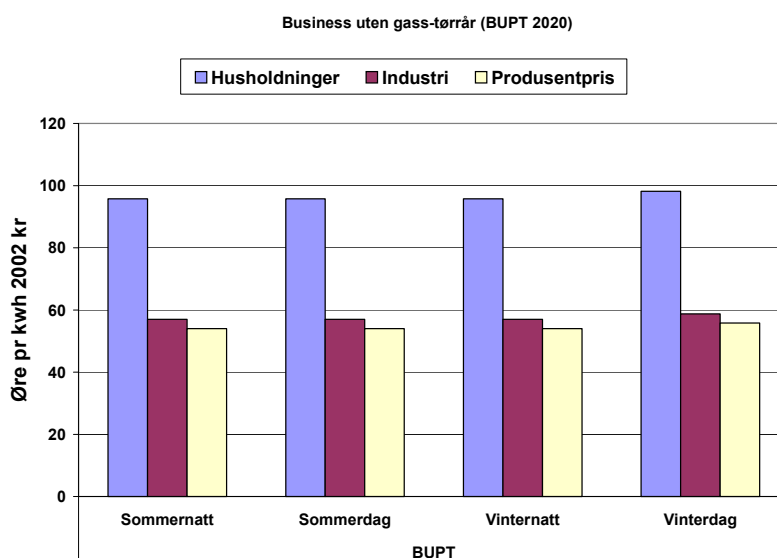
Figur 9: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BUP 2020)



Figur 9 viser prisene i BUP. Som i BAU er det positiv skyggepris på magasinkapasitet, og følgelig varierer kraftprisen mellom sommer og vinter. Prisen på vinternatt er 4 øre høyere enn om sommeren, noe som primært avspeiler at på vinternatt (men ikke om sommeren) er det positiv skyggepris på effektkapasitet. Dessuten er vannverdien høyere om vinteren enn om sommeren. På vinterdag er prisen hele 17 øre høyere enn om sommeren. Den høye vinterdagprisen (49 øre/kWh) avspeiler høy skyggepris på effektkapasitet.

Sammenliknet med BAU er produsentprisene i BUP 4 øre høyere om sommeren, dvs. om sommeren er vannverdien 4 øre høyere i BUP enn i BAU. Dette skyldes at selv om både BAU og BUP er hydrologiske normalår, er tilfanget av vann størst i BAU fordi energikapasiteten har blitt økt gjennom investeringer. Prisforskjellen mellom BAU og BUP på vinternatt og vinterdag er h.h.v. 6 øre og 12 øre. Disse forskjellene avspeiler delvis forskjeller i vannverdi om vinteren, og delvis forskjeller i skyggeprisen på effektkapasitet.

Figur 10: Priser på kraft i de fire periodene i Norge (BUPT 2020)



Som nevnt ovenfor importerer Norge maksimalt i alle perioder i BUPT. Siden gjennomsnittlig produsentpris i Norge i BUPT (55 øre/kWh) er nesten dobbel så høye som i Europa (primært p.g.a. høy vannverdi, se nedenfor), ønsker Norge høyre import av kraft mens utlendinger ønsker høyere eksport av kraft. Imidlertid er det pr. forutsetning ikke mulig å øke transmisjonsledningenes kapasiteter.

Prisstrukturen i Norge i BUPT er den samme som i BAUT. Grunnet lite vann, binder ikke magasinkapasiteten, og følgelig er skyggeprisen på vann den samme i alle perioder. Vannverdien i BUPT er imidlertid høy p.g.a. lite vann (vannverdien i BUPT 2020 er høyere enn vannverdien i BUPT 2010 p.g.a. økonomisk vekst mellom 2010 og 2020). Også i dette scenarioet får vinterdagprisen et tillegg som følge av at effektkapasiteten er bindende, men tillegget (skyggeprisen på effektkapasitet) er ikke mer enn 2 øre.

4.2.3 Velferdsvirkninger

Tabell 10 viser endret økonomisk velferd i BAUT, BUP og BUPT sammenliknet med BAU. Med utgangspunkt i BAU gir et tørrår (BAUT) redusert velferd med 7,7 milliarder, som er noe mer enn tilsvarende tap i 2010 (5,6 milliarder). Samlet konsumentoverskudd faller i 2020 med 3,0 milliarder (mot 5,0 milliarder i 2010), mens produsentoverskuddet faller med 4,9 milliarder (mot 0,6 milliarder i 2010).

Tabell 10: Velferd sammenliknet med BAU i Norge 2020. Milliarder 2002 kroner

	BAUT	BUP	BUPT
Produsentoverskudd, Energileverandører	-4,9	5,6	12,7
Konsumentoverskudd, husholdningssegmentet	-2,1	-7,5	-23,5
Konsumentoverskudd, Andre bruker av energi	-0,9	-3,0	-8,5
Handelsoverskudd	-0,1	0,2	1,0
Samlede skatter	0,3	0,6	2,5
Sum	-7,7	-4,1	-15,8

Overgang fra BUP til BUPT øker energileverandørenes produsentoverskudd med hele 7,1 milliarder fordi de økte kraftprisene (som følge av lavere produksjon) mer enn kompenserer for bortfallet av vann ("monopoleffekt"). Motsatt faller samlet konsumentoverskudd betydelig (21,5 milliarder mot 5,4 milliarder i 2010). De økte kraftprisene gir staten nesten 2 milliarder kroner i form av økte skatteinntekter. Alt i alt gir overgang fra BUP til BUPT et fall i samlet økonomisk velferd på 11,7 milliarder. Det korresponderende tallet i 2010 er noe lavere (8,6 milliarder), noe som avspeiler økonomisk vekst mellom 2010 og 2020 (økt betalingsvillighet for energi).

4.3 Tørrår - korttidseffekter

Ovenfor har vi funnet virkninger av tørrår ved å benytte langtidsvarianten av LIBEMOD, dvs. vi har antatt at aktørene i lengre tid har hatt kjennskap til at tørråret vil komme. Imidlertid er tørrår et typisk korttidsfenomen. Dette tilsier å benytte korttidsvarianten av LIBEMOD, der alle kapasiteter tas for gitt og etterspørselssystemet er basert på korttidselastisiteter, ikke langtidselastisiteter som i langtidsvarianten av LIBEMOD. For å finne den partielle effekten av tørrår kan en ta utgangspunkt i en bestemt fordeling av kapasiteter på tvers av teknologier, land og transmisjon. Deretter brukes korttidsmodellen til å finne korttidslikevekten når det er normal tilfang av vann. Denne likevekten sammenliknes med korttidslikevekten når det er tørrår.

I vårt prosjekt ville det mest tilfredsstillende være å ta utgangspunkt i kapasitetene i BAU eller BUP i 2010 eller 2020, og så finne de to korttidslikevektene. Dette krever imidlertid at hele etterspørselssystemet (for alle land) blir rekalkulert slik at også alle korttidsetterspørselsfunksjonene går gjennom likevektspunktet i BAU/BUP i 2010/2020. En slik omfattende eksersis ligger utenfor rammen for dette prosjektet. For å få en *indikasjon* på hvordan prisene på kort sikt endres som følge av tørrår, har vi imidlertid tatt utgangspunkt i modellens *basisår* (1996), og funnet korttidslikevektene i et hydrologisk normalår og i et tørrår.

Tabell 11 viser endrede produsentpriser som følge av tørrår. Hvis langtidsversjonen av LIBEMOD benyttes, gir overgang fra BAU 2010 til BAUT 2010 en økning i produsentprisene i hver periode på 3-4 øre/kWh, jf. også tabell 4. Tilsvarende gir overgang fra BUP 2010 til BUPT 2010 en økning i produsentprisene i hver periode på 4 øre/kWh. Hvis vi imidlertid sammenlikner korttidslukevekten i 1996 i et hydrologisk normalår med korttidslukevekten i et tørrår, øker produsentprisene i hver periode med 10 øre/kWh.

Årsaken til at korttidsmodellen med 1996 kapasitetene gir sterkere priseffekter enn langtidsmodellen for BUP/BUPT 2010, er trolig primært at korttidselastisitetene er mindre (i absolutt verdi) enn langtidselastisitetene, dvs. etterspørselen er minst prisfølsom på kort sikt.¹¹ Også andre forhold kan forklare forskjellene i prisvirkningene av tørrår. For det første er kapasitetene i 1996 litt forskjellig fra kapasitetene i BUP; i BUP er det benyttet 2001 effektkapasiteten i norsk vannkraftproduksjon (ikke 1996 kapasiteten). Videre er det i BUP lagt inn 3 TWh ny vindkraft i Norge, og 4 TWh vannbåren energi (som har kommet til erstatning for elektrisitet og olje i husholdningssektoren). Det er liten grunn til å tro at disse relativt beskjedne endringene kan forklare *forskjellene* i priser mellom et hydrologisk normalår og et tørrår.

Et annet forhold som kan forklare forskjellene i prisvirkningene er økonomisk vekst: Etterspørselen etter energi i BUP/BUPT 2010 er høyere enn i 1996 som følge av økonomisk vekst mellom 1996 og 2010. Som en test på betydningen av økonomisk vekst har vi kjørt langtidsmodellen for året 2010, men pålagt at det ikke investeres verken i produksjonskapasitet eller transmisjonsledninger for kraft i noen land. I den nye likevekten er derfor kapasitetene lik 1996 kapasitetene korrigert for depresiering mellom 1996 og 2010. Videre har vi brukt korttidsetterspørselssystemet i modellens basisår, men justert dette for økonomisk vekst mellom 1996 og 2010. I det følgende kaller vi dette tilfellet for "2010". Vi finner at den partielle effekten av tørrår i "2010" er en økning i produsentprisene i alle perioder med 84 øre/kWh, se tabell 11. Denne betydelige effekten avspeiler høy betalingsvillighet for energi (som følge av økonomisk vekst) kombinert med "lave" kapasiteter.

Tabell 11: Produsentprisvirkninger i Norge av tørrår, 2002 øre/kWh

Tørrår inntreffer	Sommernatt	Sommerdag	Vinternatt	Vinterdag	Gjennomsnitt
BAU 2010	3	3	3	4	4
BUP 2010	4	4	4	4	4
1996	10	10	10	10	10
2010	84	84	84	84	84

Tabell 12 gir velferdsvirkninger (pr. år) av tørrår. Som angitt i tabell 6 reduseres velferden i BAU 2010 med 5,6 milliarder av et tørrår. Det korresponderende tallet for BUP 2010 er 8,6 milliarder. Våre beregninger gir at et tørrår reduserer velferden med 7,2 milliarder når vi benytter 1996 kapasitetene (og bruker korttidsetterspørselssystemet for 1996), mens velferden faller med 43,1 milliarder i scenarioet "2010" som følge av tørrår.

¹¹ I LIBEMOD er langtidselastisitetene - som en tommelfingerregel - 4 ganger høyere enn korttidselastisitetene.

Tabell 12: Velferdseffekter av tørrår. Milliarder 2002 kroner

	BAU 2010	BUP 2010	1996	2010
Produsentoverskudd, Energileverandører	-0,6	-3,8	3,6	33,4
Konsumentoverskudd, husholdningssegmentet	-3,5	-3,8	-7,6	-52,8
Konsumentoverskudd, Andre bruker av energi	-1,5	-1,6	-4,4	-32,9
Handelsoverskudd	-0,4	0,1	0,2	1,2
Samlede skatter	0,4	0,4	1,0	8,1
Sum	-5,6	-8,6	-7,2	-43,1

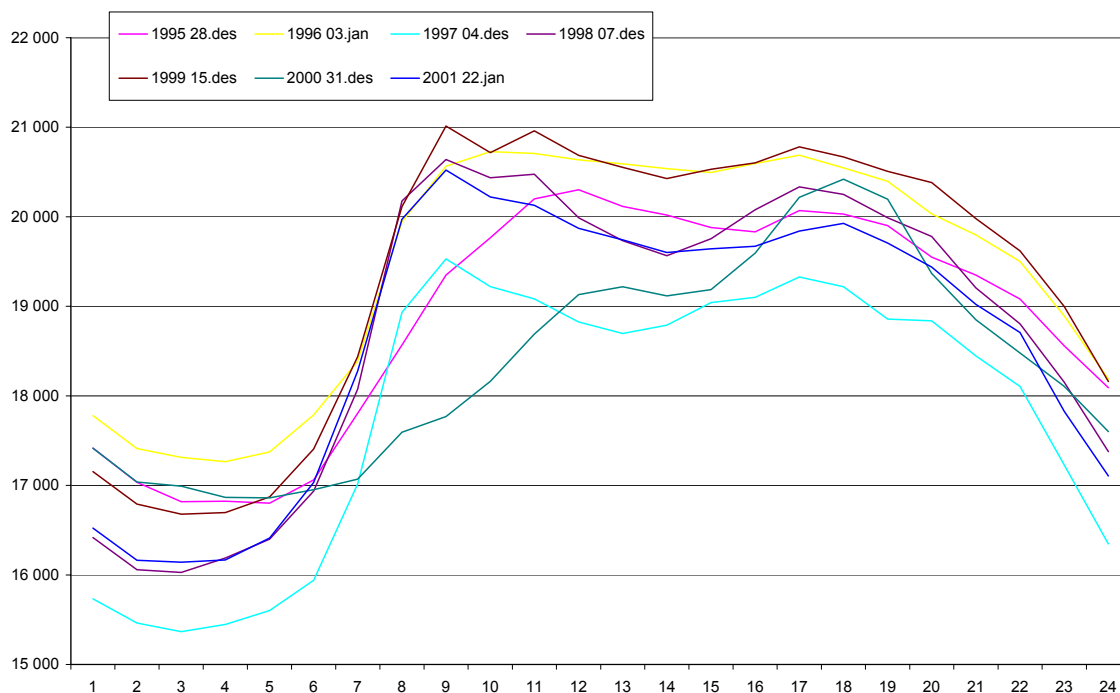
4.4 Simulering av toppbelastninger i 2010 og 2020

I perioder med høy etterspørsel som for eksempel på spesielle vinterdager, vil kraftprisen i et fritt marked kunne overstige det som i dag regnes som politisk akseptabelt. Alternativet til økte priser er rasjonering og/eller tvangskobling fra myndighetenes side, som også er politiske vanskelig å håndtere. Gjennomsnittsprisene fra modellberegningen gir ikke et svar på om dette vil være tilfellet i 2010 eller 2020 i de ulike scenarioene. Vi har derfor forsøkt å beregne gjennomsnittspriser for dager med toppriser.

4.4.1 Noen illustrasjoner for perioden 1995-2001

La oss først se hvordan forbruket har utviklet seg på toppdager, dvs. dager med høyt konsum, i perioden fra 1995 til 2001:

Figur 11: El-forbruket over døgnet på toppdager i årene 1995-2001

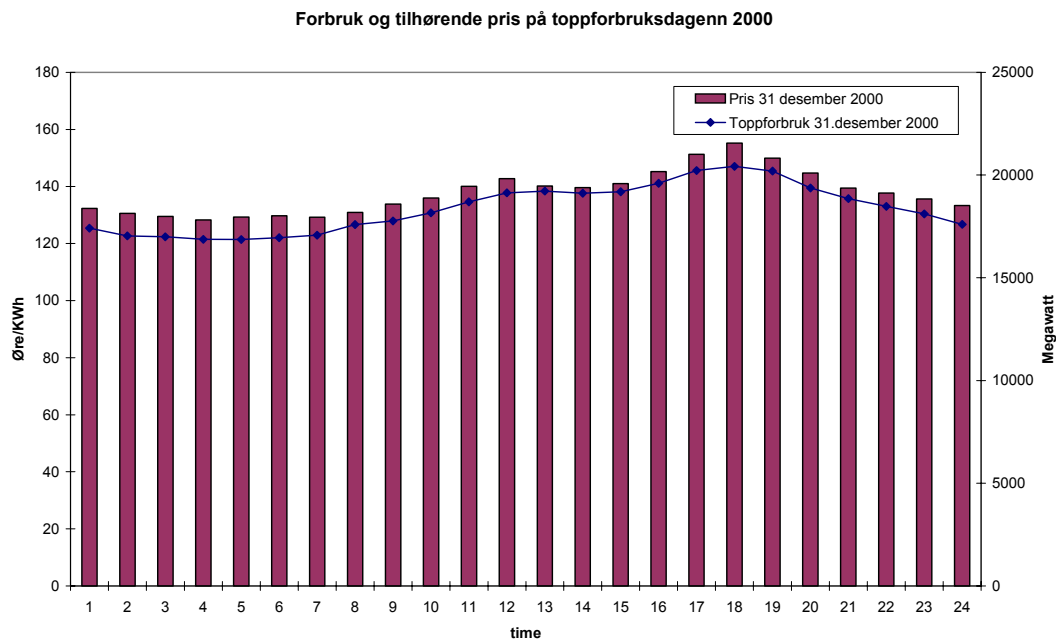


Kilde: NVE (systempriser fra NordPool)

Vi har i figuren trukket frem toppdøgnet i de seks årene for dels å se i hvilken grad det svinger over døgnetimer, men også for å se hvor stort forbruket faktisk er i makstimen dette året. Den viktigste informasjonen ligger i de timene i året der forbruket er på topp, og man nærmer seg systemets kapasitetsgrense.

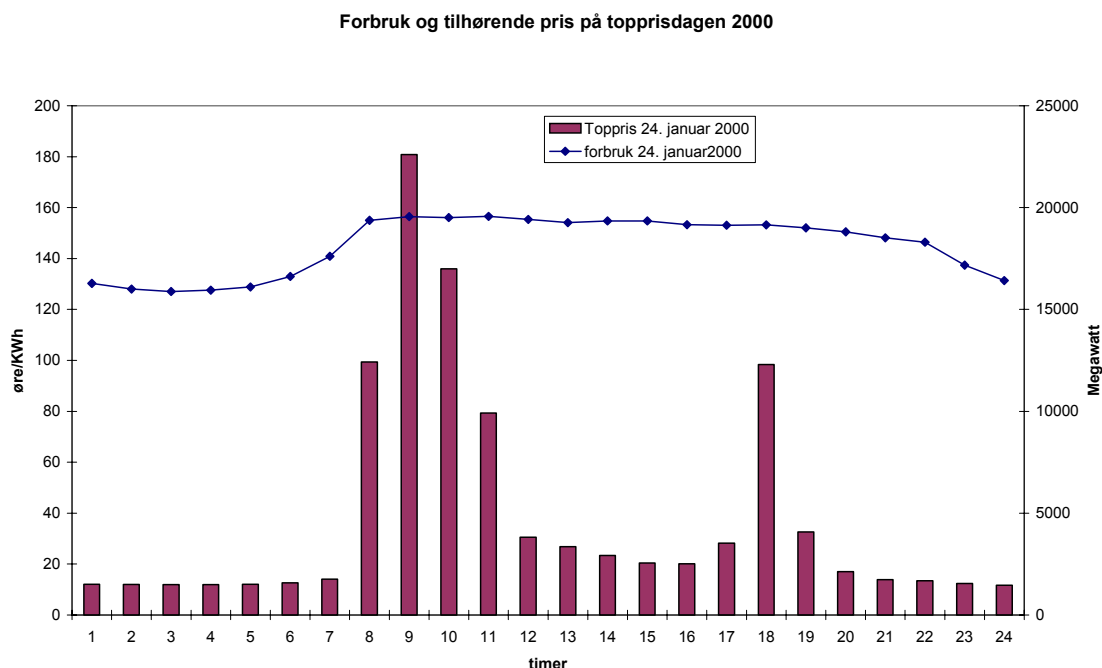
Tar vi for oss den dagen med høyest forbruk i 2000 (31. desember), og ser på den tilsvarende prisen på samme dag, ser vi at pris og innenlands forbruk av elektrisitet følger hverandre med identiske svingninger. På et gitt tidspunkt er etterspørselen uavhengig av prisen og tilnærmet vertikal. En økning i etterspørselen gir derfor et skift i prisen da vi beveger oss oppover tilbudskurven. Det høye forbruket skaper ikke problemer i systemet, noe som kan forklares med at det er god tilgang på el. i nettet enten det blir importert eller produsert i Norge.

Figur 12: El-forbruk og pris 31. desember 2000



Hvis vi derimot tar for oss den dagen i år 2000 med den høyeste prisen (24 januar), toppprisdagen, var forbruket lavere enn 31. desember samme år, men prisvariasjonene mye høyere. Det er fordi tilgangen på el. denne dagen var lavere enn 31. desember. Den store forskjellen i strømprisen over døgnet tyder på effektproblemer. Derfor blir prisvariasjonene mye høyere til tross for at den faktiske etterspørselen er lavere 24. januar.

Figur 13: El-forbruk og pris 24. januar 2000



4.4.2 Simulering av gjennomsnittspriser for topprisdager

Modellsimuleringene ga gjennomsnittlige priser fordelt på 4 perioder. Selv innen hver periode vil prisen svinge. For å illustrere hva gjennomsnittsprisen kan tenkes å bli på en dag med høy pris, har vi tatt utgangspunkt i det døgnet som hadde det høyeste gjennomsnittlige prisnivået i år 2000 (24. januar). Gjennomsnittsprisen dette døgnet har vi multiplisert med gjennomsnittsprisen for de forskjellige scenarioene i 2010 og 2020, dividert med det vektete gjennomsnittet for hele år 2000. Vi har på denne måten forsøkt å simulere topprisdøgnet i de forskjellige scenarioene.¹²

p_{2000} = Gjennomsnittlig pris på topprisdagen i år 2000 (24. januar)

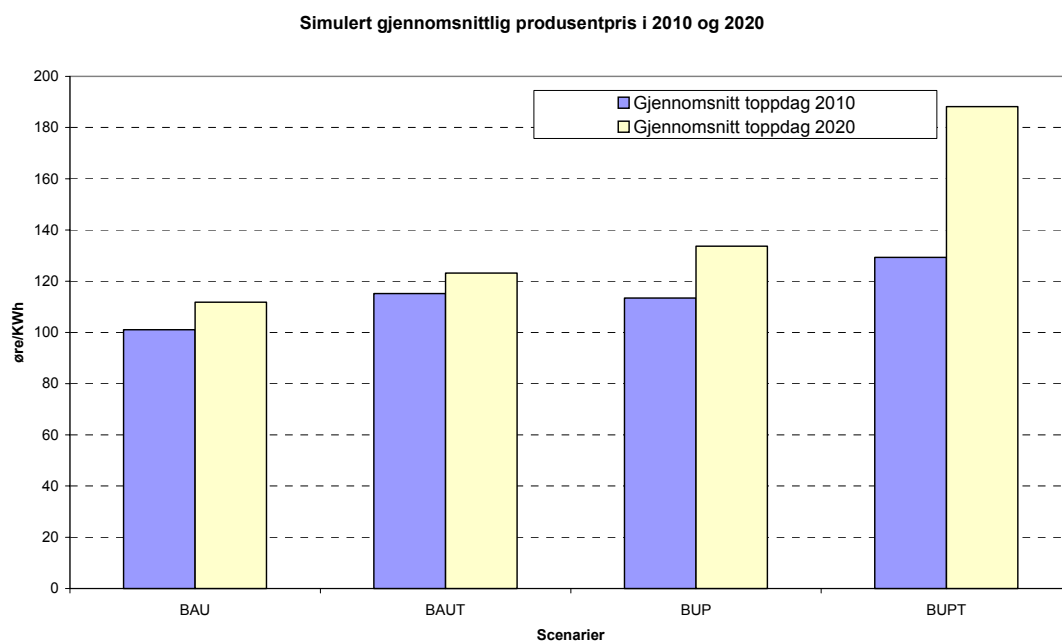
S_t^n = Gjennomsnittlig pris for scenario n i år t hvor n = BAU, BAUT, BUP, BUPT; t = 2010, 2020

P_{2000} = Gjennomsnittlig vektet produsentpris for år 2000

Tp_t^n = Gjennomsnittspris for topprisdagen for scenario n i år t hvor n = BAU, BAUT, BUP, BUPT; t = 2010, 2020

Tp_t^n = $p_{2000} * (S_t^n / P_{2000})$.

¹² Dette er en forenkling, og resultatene må brukes med varsomhet. I tillegg er dette kun en av flere fremgangsmåter. En annen mulighet kan være å bruke gjennomsnittlig vinterdagspris i år 2000 i stedet for gjennomsnittspris på forbruket i år 2000. I stedet for gjennomsnittsprisen på topprisdagen, kunne vi også brukt gjennomsnittet av f.eks. de 10 timene med høyest pris.

Figur 14: Beregnede gjennomsnittlige produsentpriser på en topprisdag i 2010 og 2020.

Sammenliknet med de gjennomsnittsprisene vi fant i de forskjellige scenarioene over, ser vi at disse prisene er mye høyere. I BAU er den simulerte produsentprisen rundt 1 kr/KWh i 2010 og 1,10 kr/KWh i 2020 på topprisdagen. I BUPT er den simulerte prisen 1,30 kr/KWh i 2010 og 1,90 kr/KWh i 2020.

5 KONKLUSJONER

Modellresultatene kan oppsummeres på følgende måte:

- Modellen viser ulike fremtidige scenarier under et liberalisert energimarked. Et slikt marked fører til at vi vil få økt eksport av kraft fra Norge, og dermed høyere priser i Norge, alt annet gitt. På den annen side er det antatt at også energimarkedene i resten av Europa liberaliseres, og dette trekker i retning av lavere priser. Alt i alt finner vi at selv om man bygger ut den nasjonale produksjonskapasiteten for elektrisk kraft i årene fremover, noe som vil være lønnsomt i et scenario uten politiske beskrankninger, vil gjennomsnittsprisen stige vesentlig i forhold til 2000 nivå. Den økte produksjonskapasiteten fører til økt eksport til kontinentet. Dette kan skje fordi overføringskapasiteten til utlandet også har økt.
- Ved økt nasjonal produksjonskapasitet vil konsekvensen av et tørrår i all hovedsak føre til en reduksjon i nettoeksporten. Dette vil dempe prisvirkningene, og produsentprisene endres derfor bare lite i forhold til scenarioet uten tørrår.
- Hvis det ikke investeres i produksjons- og transmisjonskapasitet i Norge, blir konsekvensene av tørrår større. Produsentprisene blir jevnt høye, og forbruket av kraft reduseres betydelig, da man ikke lenger har samme mulighet til å dempe prisvirkningene ved endringer i eksporten. Likevel vil tørrår ikke gi dramatiske prisøkninger på årsbasis i vår modell; økningen kan kanskje bli rundt 10 øre/kWh. Vi har også utført noen enkle beregninger for en topprisdag. Med utgangspunkt i data for år 2000, er det rimelig å tro at prisen periodevis kan bli meget høy.
- Velferdseffektene for Norge av tørrår er beregnet til å bli på mellom 5 og 10 milliarder kroner, men anslaget er usikkert. Effekten vil avhenge av hvor mye kapasitet som initialt er bygd ut.

REFERANSER

Aune, F., Golombek, R., Kittelsen, S. A. C., Rosendahl, K. E. og O. Wolfgang (2001): LIBEMOD LIBeralisation Model for the European Energy Markets: A Technical Description. Working paper 1/2001 fra Frischsenteret.

Golombek, R., Kittelsen, S. A. C. og O. Wolfgang (2000): Deregulering av det vest-europeiske energimarkedet - korttidseffekter. Rapport fra Frischsenteret 5/2000.

NVE (1998): Konesjonsbehandling av vannkraftsaker. Veileder for utforming av: Meldinger, Konsekvensutredninger, Konesjonssøknader. Veileder 1/98.

OED (1998): Energi- og kraftbalansen mot 2020. NOU 1998:11, Olje- og Energidepartementet.

OED (1999): Om energipolitikken. St.meld. nr. 29 (1998-99), Olje- og energidepartementet.

OED (2002a): Om innenlands bruk av naturgass mv. St.meld. nr. 9 (2002-2003), Olje- og energidepartementet.

OED (2002b): Strategi for utbygging av vannbåren varme. Olje- og energidepartementet.

Publikasjoner fra Frischsenteret

Alle publikasjoner er tilgjengelig i Pdf-format på : www.frisch.uio.no

Rapporter

1/1999	Arbeidsledighet, arbeidsmarkedspolitikk og jobbsøking i Norge	Knut Røed, Hege Torp, Tom Erik Aabø
2/1999	Egenskaper ved tildelingsformer for nasjonale klimagasskvoter	Rolf Golombek, Michael Hoel, Snorre Kverndokk, Ove Wolfgang
3/1999	Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri	Nils-Henrik M. von der Fehr, Trond Hjørungdal
4/1999	Bedriftsnedleggelse og klimakvoter i norsk industri	Rolf Golombek, Arvid Raknerud
5/1999	Utdanning og livsinntekt i Norge	Oddbjørn Raaum, Tom Erik Aabø, Thomas Karterud
1/2000	Hvem er de ledige? En økonometrisk analyse av arbeidsledighetens sammensetning i Norge på 1990-tallet	Morten Nordberg
2/2000	Effektivitet i pleie- og omsorgssektoren	Dag F. Edvardsen, Finn R. Førsund, Eline Aas
3/2000	Norge i liberalisert europeisk energimarked	Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Knut Einar Rosendahl, Sverre A.C. Kittelsen
4/2000	Hvem vil og hvem får delta? Analyser av rekruttering og utvelgelse av deltakere til arbeidsmarkedstiltak i Norge på 1990-tallet	Knut Røed, Hege Torp, Irene Tuveng, Tao Zhang
5/2000	Deregulering av det vest-europeiske gassmarkedet - korttidseffekter	Rolf Golombek, Sverre A.C. Kittelsen, Ove Wolfgang
6/2000	Oversikt over litteratur om svart arbeid og skatteunndragelser	Erling Eide
7/2000	Arbeidstilbud i vedvarende gode tider	Christian Brinch
8/2000	Miljøreguleringer av norsk treforedlingsindustri	Rolf Golombek, Arent Greve, Ken Harris
1/2001	Analyse av inntektsfordeling og inntektsulikhet basert på registerdata. En kartlegging av muligheter og begrensninger	Remy Åserud

2/2001	Miljøvirkninger av norsk eksport av gass og gasskraft	Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Sverre A.C. Kittelsen, Knut Einar Rosendahl
3/2001	De statlige høyskolene som produsenter: Ressursbruk og resultater 1994-1999	Dag Fjeld Edvardsen, Finn R. Førsum
4/2001	Ragnar Frisch's bibliography	Kåre Edvardsen
5/2001	Tidlig arbeidsledighet og marginalisering	Christer Af Geijerstad
1/2002	En studie av fattigdom basert på registerdata	Taryn Ann Galloway
2/2002	Utstøting fra arbeidsmarkedet og tiltaksapparatets rolle	Morten Nordberg, Knut Røed
3/2002	Svart arbeid fra 1980 til 2001	Tone Ognedal, Harald Goldstein, Wiljar G. Hansen, Steinar Strøm
4/2002	Yrkesdeltakelse, pensjoneringsatferd og økonomiske insentiver	Erik Hernæs, Knut Røed, Steinar Strøm
5/2002	Miljø og nytte-kostnadsanalyse. Noen prinsipelle vurderinger	Karine Nyborg
6/2002	Transboundary environmental problems and endogenous technological change. A survey with particular emphasize on the climate problem	Maria Chikalova
7/2002	Langsiktige samfunnsøkonomiske konsekvenser av kapasitetsproblemer i dekingen av kraftteterspørselen	Helge Dønnum, Rolf Golombek, Pål Føyn Jespersen, Snorre Kverndokk

Arbeidsnotater

1/1999	Kan markedskreftene temmes i lønnsdannelsen?	Colin Forthun
2/1999	Inntektseffekter av utdanning i Norge – en litteraturoversikt	Oddbjørn Raaum
1/2000	Empirical Specification of the Model in "Early Retirement and Economic Incentives"	Erik Hernæs, Steinar Strøm
2/2000	Forholdene på arbeidsmarkedet, økonomiske insentiver og risikoen for å bli yrkeshemmet	Christian L. Wold Eide
3/2000	Koordinering av inntektsoppgjørene i Norge og Sverige 1961-1999	Bergljot Bjørnson Barkbu

4/2000	Insentivvirkninger av skatte- og pensjonsregler	Fredrik Haugen
5/2000	Dynamisk arbeidstilbud	Merethe Nordling
1/2001	LIBEMOD – LIBeralisation MODel for the European Energy Markets: A Technical Description	Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Sverre A.C. Kittelsen, Ove Wolfgang
1/2002	Forklaringer på forskjeller i effektivitet	Finn R. Førsum, Dag Fjeld Edvardsen
2/2002	Implisitte skattesatser i pensjonssystemet	Guro Engstrøm Nilsen

Memoranda

Serien publiseres av Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo, i samarbeid med Frischsenteret. Listen under omfatter kun memoranda tilknyttet prosjekter på Frischsenteret. En komplett oversikt over memoranda finnes på www.sv.uio.no/sosoeek/memo/.

3/1999	The Economics of Screening Programs	Steinar Strøm
7/1999	What hides behind the rate of unemployment? Micro evidence from Norway	Knut Røed, Tao Zhang
9/1999	Monte Carlo Simulations of DEA Efficiency Measures and Hypothesis Tests	Sverre A.C. Kittelsen
11/1999	Efficiency and Productivity of Norwegian Colleges	Finn R. Førsum, Kjell Ove Kalhagen
13/1999	Do subsidies to commercial R&D reduce market failures? Microeconomic evaluation studies	Tor Jakob Klette, Jarle Møen, Zvi Griliches
14/1999	Unemployment Duration in a Non-Stationary Macroeconomic Environment	Knut Røed, Tao Zhang
16/1999	The effect of schooling on earnings: The role of family background studied by a large sample of Norwegian twins	Oddbjørn Raaum, Tom Erik Aabø
17/1999	Early Retirement and Economic Incentives	Erik Hernæs, Marte Sollie, Steinar Strøm
18/1999	Fewer in Number but Harder to Employ: Incidence and Duration of Unemployment in an Economic Upswing	Erik Hernæs
19/1999	Progressiv Taxes and the Labour Market	Knut Røed, Steinar Strøm

22/1999	Inequality, Social Insurance and Redistribution	Karl Ove Moene, Michael Wallerstein
24/1999	Do Voluntary Agreements Lead to Cost Efficiency	Rolf Golombek, Espen R. Moen
25/1999	Rent Grabbing and Russia's Economic Collapse	Sheetal K. Chand and Karl Ove Moene
28/1999	The role of foreign ownership in domestic environmental regulation under asymmetric information	Jon Vislie
29/1999	Labor unions versus individualized bargaining with heterogeneous labor	Jon Strand
32/1999	Efficiency in the Provision of Municipal Nursing – and Home-Care Services: The Norwegian Experience	Espen Erlandsen, Finn R. Førsund
33/1999	Effects of Progressive Taxes under Decentralized Bargaining and Heterogeneous Labor	Jon Strand
34/1999	Reflections on Abatement Modelling	Ove Wolfgang
35/1999	Crime Induced Poverty Traps	Halvor Mehlum, Karl Ove Moene, Ragnar Torvik
36/1999	Statistical Discrimination and the Returns to Human Capital and Credentials	Christian Brinch
38/1999	Relative Unemployment Rates and Skill-Biased Technological Change	Knut Røed
2/2000	Married Men and Early Retirement Under the AFP Scheme	Ole J. Røgeberg
4/2000	Family Labor Supply when the Husband is Eligible for Early Retirement: Some Empirical Evidences	Jia Zhiyang
5/2000	Earnings Assimilation of Immigrants in Norway - A Reappraisal	Pål Longva, Oddbjørn Raum
9/2000	Influencing bureaucratic Decisions	Nils-Henrik von der Fehr, Lone Semmingsen
13/2000	Family Labour Supply when the Husband is Eligible for Early Retirement	Erik Hernæs, Steinar Strøm
15/2000	Labour Market Transitions and Economic Incentives	Knut Røed, Tao Zhang
16/2000	Transboundary environmental problems with a mobile population: is there a need for a central policy	Michael Hoel, Perry Shapiro

19/2000	Have the Relative Employment Prospects for the Low-Skilled Deteriorated After All?	Knut Røed, Morten Nordberg
23/2000	A Note on the Weibull Distribution and Time Aggregation Bias	Knut Røed, Tao Zhang
24/2000	On The Origins of Data Envelopment Analysis	Finn R. Førsund, Nikias Sarafoglou
27/2000	Predator or Prey? Parasitic enterprises in economic development	Halvor Mehlum, Karl Ove Moene, Ragnar Torvik
31/2000	Genetic testing when there is a mix of public and private health insurance	Michael Hoel, Tor Iversen
33/2000	Competitive effort and employment determination with team production	Jon Strand
34/2000	CO2 mitigation costs and ancillary benefits in the Nordic countries, the UK and Ireland: A survey	Snorre Kverndokk, Knut Einar Rosendahl
35/2000	Tax distortions, household production and black market work	Jon Strand
36/2000	A turning point in the development of Norwegian economics - the establishment of the University Institute of Economics in 1932	Olav Bjerkholt
40/2000	Health Insurance: Treatment vs. Compensation	Geir B. Asheim, Anne Wenche Emblem, Tore Nilssen
41/2000	Private health care as a supplement to a public health system with waiting time for treatment	Michael Hoel, Erik Magnus Sæther
11/2001	Wage coordination and unemployment dynamics in Norway and Sweden	Bergljot Bjørnson Barkbu, Ragnar Nymoene, Knut Røed
12/2001	Temporary Layoffs and the Duration of Unemployment	Knut Røed, Morten Nordberg
14/2001	Liberalising the Energy Markets of Western Europe - A Computable Equilibrium Model Approach	Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Sverre A.C. Kittelsen, Knut Einar Rosendahl
23/2001	Eco-Correlation in Acidification Scenarios	Ove Wolfgang
24/2001	Errors in Survey Based Quality Evaluation Variables in Efficiency Models of Primary Care Physicians	Sverre A.C. Kittelsen, Guri Galtung Kjæserud, Odd Jarle Kvamme
26/2001	Climate policies and induced technological change: Which to choose the carrot or the stick?	Snorre Kverndokk, Knut Einar Rosendahl, Tom Rutherford

30/2001	Cost-effective Abatement of Ground-level Ozone in Cities and for larger Regions: Implication of Non-monotonicity	Ove Wolfgang
33/2001	Labour Supply Effects of an Early Retirement Programme	Christian Brinch, Erik Hernæs, Steinar Strøm
34/2001	The Compensation Mechanism in the RAINS Model: The Norwegian Targets for Acidification	Finn R. Førsund, Ove Wolfgang
35/2001	International Benchmarking of Electricity Distribution Utilities	Finn R. Førsund, Dag Fjeld Edvardsen
36/2001	The neighbourhood is not what it used to be: Has there been equalisation of opportunity across families and communities in Norway?	Oddbjørn Raaum, Kjell G. Salvanes, Erik O. Sørensen
3/2002	Explaining Variations in Wage Curves: Theory and Evidence	Erling Barth, Bernt Bratsberg, Robin A. Naylor, Oddbjørn Raaum
6/2002	The Duration and Outcome of Unemployment Spells- The role of Economic Incentives	Knut Røed, Tao Zhang
7/2002	Characterization and Measurement of Duration Dependence in Hazard Rates Models	Rolf Aaberge
9/2002	Unemployment Duration, Incentives and Institutions - A Micro-Econometric Analysis Based on Scandinavian Data	Knut Røed, Peter Jensen and Anna Thoursie
12/2002	Do Business Cycle Conditions at the Time of Labour Market Entry Affect Future Unemployment?	Oddbjørn Raaum and Knut Røed
14/2002	Business cycles and the impact of labour market programmes	Oddbjørn Raaum, Hege Torp and Tao Zhang
15/2002	Do individual programme effects exceed the costs? Norwegian evidence on long run effects of labour market training	Oddbjørn Raaum, Hege Torp and Tao Zhang
19/2002	Local Unemployment and the Earnings Assimilation of Immigrants in Norway	Erling Barth, Bernt Bratsberg and Oddbjørn Raaum
20/2002	Local Unemployment and the Relative Wages of Immigrants: Evidence from the Current Population Surveys	Erling Barth, Bernt Bratsberg and Oddbjørn Raaum



Frischsenteret

Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning er en uavhengig stiftelse opprettet av Universitetet i Oslo. Frischsenteret utfører samfunnsøkonomisk forskning i samarbeid med Sosialøkonomisk institutt ved Universitetet i Oslo. Forskningsprosjektene er i hovedsak finansiert av Norges forskningsråd, departementer og internasjonale organisasjoner. De fleste prosjektene utføres i samarbeid mellom Frischsenteret og forskere ved andre norske og utenlandske forskningsinstitusjoner.

**Frischsenteret
Gaustadalléen 21
0349 Oslo
Tlf: 22958810
Fax: 22958825
frisch@frisch.uio.no
www.frisch.uio.no**