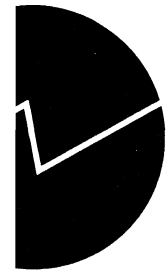


Rolf Golombek og Snorre Kverndokk (red.)

**Modeller for elektrisitets- og
gassmarkedene i Norge, Norden
og Europa**

Notater



Forord

Dette er prosjektrapporten fra forprosjektet "Miljøvirkninger av norsk salg av gass og gasskraft". Prosjektet, som er finansiert av SAMRAM programmet, er et samarbeid mellom SNF-Oslo og SSB, med Rolf Golombek som prosjektleder. Bidragene til rapporten er som følger:

Finn Roar Aune: Nordisk energimarkedsmodell, NEDMOD (2.3.1.)

Elin Berg: Dynopol (2.2.2.)

Pål Boug: E3ME (2.3.4.), SEEM (2.3.3.)

Rolf Golombek: Europeisk gassmarkedsmodell (2.1.1.), gassdata (3.2.), redigering

Sverre Kittelsen: Europeisk elektrisitetsmodell (2.1.3.)

Snorre Kverndokk: ECON Energy (2.3.5.), redigering

Tor Arnt Johnsen: Kraftmarkedsmodellen (2.1.2.), EIREM (2.1.4.)

Jan Øyvind Oftedal: MSG-6 (2.1.1.), elektrisitetsdata (3.1.).

Innhold

1. Innledning	5
2. Numeriske modeller	5
2.1. Elektrisitetsmarkedet.....	5
2.1.1. Modell for kraftsektoren i MSG-6	5
2.1.2. Kraftmarkedsmodellen	6
2.1.3. Europeisk elektrisitetsmodell	8
2.1.4. EIREM- A Multi Period Power Plant Model	9
2.2. Gassmarkedet	10
2.2.1. EG - Europeisk gassmarkedsmodell.....	10
2.2.2. Dynopol	12
2.3. Modeller med flere energibrensler	13
2.3.1. Nordisk energimarkedsmodell	13
2.3.2. NEDMOD	15
2.3.3. SEEM - energietterspørselsmodell for Vest-Europa.....	16
2.3.4. E3ME- en integrert energi, miljø og makromodell for Europa.....	17
2.3.5. ECON-ENERGY.....	18
3. Datakilder	20
3.1. Elektrisitetsdata	20
3.1.1. Organisasjoner.....	20
3.1.2 Datakilder	22
3.2. Gassdata	26
Utkommet i serien Notater fra Forskningsavdelingen	28

1. Innledning

Formålet med dette notatet er todelt. For det første ønsker vi å beskrive en rekke numeriske modeller som har vært nyttet for analyse av gass- og elektrisitetmarkedene i Norge, Norden og Europa. For det andre gir vi en oversikt over datakildene som er brukt.

I modellgjennomgangen har vi lagt vekt på følgende momenter:

- Land eller regioner som er modellert
- Hvilken sektor som er inkludert
- Om modellen er partiell eller generell
- Om det er en optimerings- eller simuleringsmodell
- Hvorvidt modellen er dynamisk eller statisk
- Om både etterspørsel og tilbud er modellert
- Hvilken markedsform som er antatt
- Hva som er eksogent og endogent i energimodelleringen
- Antas tidsoppløsning eller brukes årsdata for elektrisitetmarkedet? Er det handel med elektrisitet?
- Viktigste datakilder
- Viktige referanser

Følgende modeller er omtalt:

- *MSG 6* - en disaggregert anvendt likevektsmodell for Norge med en integrert blokk for kraftmarkedet
- *Kraftmarkedsmodellen* - en modell for de norske kraftmarkedet
- *Europeisk elektrisitetsmodell* - en kortsiktig likevektsmodell for det nordeuropeiske elektrisitetmarkedet
- *EIREM* - en dynamisk optimeringsmodell for deler av elektrisitetmarkedet i Europa
- *Europeisk gassmarkedsmodell* - en modell for et liberalisert europeisk gassmarked
- *Dynopol* - en dynamisk modell for gassmarkedet i Europa
- *Nordisk energimarkedsmodell* - en modell for elektrisitet og gass i Norden
- *NEDMOD* - en modell for deler av kontinentaleuropa som bygger på Nordisk energimarkedsmodell
- *SEEM* - en modell for etterspørselen etter energi i Europa
- *E3ME* - en likevektsmodell med hovedvekt på etterspørselen etter energi i Europa
- *ECON Energy* - en modell med vekt på etterspørselen etter energi i verden

2. Numeriske modeller

2.1. Elektrisitetmarkedet

2.1.1. Modell for kraftsektoren i MSG-6

Kraftsektormodellen i MSG-6 kan sammen med et sett av etterspørselsfunksjoner fungere som en selvstendig partiell modell, eller den kan være en del av makromodellen MSG-6, der en benytter makromodellens etterspørselsfunksjoner for elektrisitet.

MSG-6 (statisk årsmodell) er en disaggregert anvendt likevektsmodell for norsk økonomi, som under forutsetninger om bl.a. tilgangen på arbeidskraft, offentlig forbruk og verdensmarkedspriser, beskriver en balansert utvikling i den forstand at det på ethvert tidspunkt er likevekt i alle markeder. MSG-6 beskriver 36 produksjonssektorer (7 er offentlig forvaltning) som produserer 51 varer (fordelt på 13 konsumaktiviteter) i 14 husholdningsgrupper (etter sosio-økonomiske kriterier). En typisk produksjonssektor benytter arbeidskraft, kapital, vareinnsats og energi (delt i olje og elektrisitet) i produksjonen. Definisjon av variable og datakrav er nært knyttet til nasjonalregnskapet (NR).

Kraftmarkedet utgjør en integrert del av MSG-6 modellen. Etterspørselssiden blir enten beskrevet i makroblokken, eller det spesifiseres partielle etterspørselsfunksjoner. Tilgangssiden for elektrisk kraft er delt i fire næringer/sektorer: transmisjon, distribusjon, vann- og gasskraftproduksjon. Brukerprisen på elektrisitet er delt opp i faktorer som avspeiler distribusjonskostnader, brukstid, leveringssikkerhet, indirekte skatter og prisdiskriminering. I modellen beregnes fysisk krafttap og det er lagt inn nettoskatt og moms på el. etter sektor.

Kraftmarkedet er modellert som et frikonkurransemarked. Likevekt finnes ved likhet mellom samlet etterspørsel (inklusive nettoeksport) og total produksjonskapasitet. Nettoeksport av elektrisitet er også eksogent bestemt. Det forutsettes at all utbygd kapasitet blir utnyttet dersom pris overstiger korttids-grensekostnad. Det dannes en likevektspris på (homogen) elektrisitet. Prisen er referert et sentralt punkt i produksjonssystemet (snittet mellom transmisjon og distribusjon). Grunnen for ikke å operere med pris ved kraftstasjonsvegg, er at et eventuelt gasskraftverk kan plasseres nærmere forbrukerne enn et gjennomsnittlig vannkraftverk.

Investering i ny produksjonskapasitet finner sted når likevektsprisen overstiger langtids-grensekostnad (LTG) for utbygging. Mulige vannkraftverk utbygges i optimal rekkefølge etter kostnadene (andre beslutningsstrategier kan legges inn). LTG for vannkraftverk antas stigende, mens LTG for gasskraftverkene antas konstant eller fallende. Eventuell tidsbruk i forbindelse med planlegging og konstruksjon av nye verk er ikke modellert. Usikkerhet er heller ikke modellert.

For ytterligere opplysninger:

Johnsen, T.A. (1991): *Modell for kraftsektoren*, Rapport 91/11, Statistisk sentralbyrå.

Holmøy, E., G. Nordén og B. Strøm (1994): *MSG-5, A Complete Description of the System of Equations*, Rapport 94/19, Statistisk sentralbyrå.

2.1.2. Kraftmarkedsmodellen

Liberaliseringen av de nordiske kraftmarkedene og økt fokusering på kraftutveksling mellom Norge og varmekraftdominerte land har synliggjort svakheter ved bruk av årsmodeller for kraftmarkedet. Innenfor forskningsprogrammet Sammen (NFR) er det derfor i Statistisk sentralbyrå utviklet en *kraftmarkedsmodell* med energi- og effektdimensjon for det norske kraftmarkedet. Modellen som har 6 perioder i løpet av et år (3 sesonger og dag/natt oppdeling), er foreløpig partiell ved at den ikke inneholder noen tilbakevirkninger fra kraftmarkedet til resten av økonomien. Forbruk og produksjon av elektrisk kraft i Norge, samt import og eksport i de enkelte periodene *gitt* (de eksogene) kraftprisene i utlandet og transmisjonskapasiteten mellom Norge og utlandet, simuleres i modellen.

Det hersker frikonkurranse (kan modifiseres) mellom profittmaksimerende produsenter (modellert som én makroprodusent) som produserer kraft fra gitte kapasiteter og foretar kapasitetsutvidelser dersom det er lønnsomt. Det skilles mellom utbygging av nye vannkraftprosjekter som gir en viss tilvekst i energi- og effektkapasitet og spesifikke effektinvesteringer. Kraftprisen (kraftverdien) er i modellen sammensatt av en knapphetsverdi på energi (vann, magasin) og en knapphetsverdi på effekt (turbiner, rør). Nye vannkraftprosjekter bygges ut dersom energidelen av kraftprisen gjør det lønnsomt (7 prosent realrente) å utvide energitilgangen. Spesifikke effektutvidelser foretas dersom skyggeprisen på effekt er så høy og vedvarer så lenge at nye effektinvesteringer gir en årlig avkastning på minst 7 prosent (realrente). Allerede foretatte investeringer betraktes som sunk-costs utover i beregningsperioden. Investeringene påvirker fremtidig adferd, slik at modellen har et dynamisk aspekt, men investeringenes lønnsomhet vurderes utfra dagens priser, og det er ingen fremoverskuende aktører i modellen. Gasskraftproduksjon er foreløpig eksogen i modellen.

Etterspørselssiden er disaggregert med om lag 30 sektorer. Hver sektor har i startåret sin individuelle lastfordeling over år, uke og døgn. Utover i simuleringsperioden stilles ulike sektorer overfor priser sammensatt av skyggepriser på energi og effekt, punktstariffer (som omfatter bl.a. transport- og overføringstariffer) og avgifter. Kjøperprisene på elektrisitet er bestemt av de endogene variablene kraftpris og knapphetsverdier på effekt og distribusjonsmarginer. Kjøperprisen kan variere innen året og dette gir vridninger i etterspørselen både mellom elektrisitet og olje i hver enkelt periode og mellom energi (aggregat av el. og olje fra hver enkelt periode) i ulike perioder. Årlig energiforbruk (aggregat av alle perioders energiforbruk) for hver sektor avhenger av eksogent gitt aktivitetsnivå (produksjon/inntekt) og årlig beregnet energipris. Etterspørerne minimerer energiutgiftene gitt årlig energiforbruk og priser.

Eksport og import av kraft avhenger av forholdet mellom kraftprisene i Norge og utlandet. Dersom transportkorrigert pris i utlandet overstiger norsk pris finner det sted eksport. Import av kraft skjer hvis transportkorrigert pris i utlandet er lavere enn norsk pris. Hvorvidt periode til periode variasjonen i kraftprisene i utlandet slår inn i det norske kraftmarkedet vil avhenge av størrelsen på det norske kraftproduksjonssystemet og transmisjonskapasiteten mot utlandet. Liten transmisjonskapasitet vil gi begrensede import- og eksportkvanta som ikke vil virke prisdempende/prisdrivende i Norge innenfor den enkelte periode. Økt årlig nettoeksport vil derimot presse innenlandske priser opp på samme måte som økt nettoimport på årsbasis vil virke dempende på norske kraftpriser. Stor transmisjonskapasitet mot utlandet vil kunne føre til at begrensninger i det innenlandske produksjonssystemet (effektak) nås i perioder med høy eksport. Det vil utløse en positiv skyggepris på effekt og høyere pris i topplast- enn i lavlastperioder. Stor transmisjonskapasitet vil og kunne gi høyere nettoeksport/-import, hvilket presser/demper norsk kraftprisenivå i sterkere grad enn i tilfellet med liten transmisjonskapasitet.

Det empiriske grunnlaget for modellen er nasjonalregnskap, energiregnskap samt ulike publikasjoner fra Statnett, NVE og Energidata.

For ytterligere opplysninger:

Johnsen, T.A. og B.M. Larsen (1995): *Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon*, Rapport 95/18, Statistisk sentralbyrå.

2.1.3. Europeisk elektrisitetsmodell

Ved SNF-Bergen er det utviklet en kortsiktig partiell likevektsmodell for 10 sammenkoblede nordeuropeiske elektrisitetsmarkeder. Simuleringsmodellen, som er dokumentert i Amundsen et al. (1994), er formulert bl.a. med tanke på å studere effekten av liberalisering av handelen med elektrisitet.

Hver av de ti regionene (BeNeLux, Danmark, Finland, Frankrike, Italia, Norge, Sverige, Sveits/Østerrike, UK og Vest-Tyskland) har fire tidsdelte elektrisitetsmarkeder (Vinter/Dag, Vinter/Natt, Sommer/Dag og Sommer/Natt). Regionene er forbundet med et spesifisert sett med internasjonale transmisjonslinjer, mens tidsperiodene er sammenkoblet gjennom produksjonen i varmekraftverkene, kapasitetsbegrensningen i vannkraftsystemene og krysspriselastisitetene i etterspørselen.

I hvert regionale marked er etterspørselen delt i to segmenter (industri og annen etterspørsel). Etterspørselsfunksjonene er lineære, og er kalibrert med kvantumstall og prisnivå hentet fra IEA (1992, 1993). Egenpriselastisitetene er i området -0.1 til -0.4, høyere absoluttverdi for dag enn natt, for sommer enn for vinter og for industri enn for annen etterspørsel. Tallene er ikke estimater, men heller "informerte gjetninger" som ligger i de intervaller som oftest rapporteres i økonometriske studier av etterspørselen. Krysspriselastisitetene mellom dag- og natt er satt til 0.01, og mellom sommer og vinter til 0.

Tariffstrukturen for hushold er i liten grad preget av tidsdifferensieringen, og det er derfor kun for industri at modellens priser varierer mellom tidsperiodene. Industritariffene bygger på innhentet informasjon fra elverk i de ulike landene. Det er lagt skatter på sluttforbruket (data fra IEA), både som en avgift pr kWh og som en prosentvis skatt.

IEA rapporterer også totalt overføringstap i hvert land. I modellen er dette splittet på transmisjonstap og distribusjonstap. Sammen med øvrige kostnader for overføring av kraft (estimer fra Salvanes og Tjøtta (1991)), er distribusjonskostnadene for segmentet "annen etterspørsel" differensiert etter region og periode. Industrikundene belastes imidlertid kun for transmisjonskostnader.

Innen hver region antas det ingen kapasitetsbegrensninger verken i transmisjon eller i distribusjon. På den annen side er internasjonale overføringslinjer lagt inn med kapasitet, tapsprosent og tariffer. Opplysningene om kapasiteter er hentet fra UCPTA (1992), mens de øvrige data er gjetninger. For mulig handel mellom regionene er det spesifisert hvilke overføringslinjer som vil bli brukt, og i hvilken rekkefølge de vil bli tatt i bruk ved økende handel.

Produksjonssiden er relativt detaljert modellert med fem produksjonssektorer (produsenter) i hver region. Varmekraftsystemene er delt på (i) Fast varmekraft, der produksjonen kun kan variere mellom årstider og ikke mellom dag/natt i samme årstid, og (ii) Variabel varmekraft, der kvantum bestemmes fritt i hver periode. Kostnadsfunksjonen i varmekraftproduksjon er karakterisert ved konstante grensekostnader opp til et visst nivå på produksjonen, og stigende grensekostnader over dette. Det er ingen absolutte kapasitetsgrenser, men produksjonen begrenses heller av de stigende grensekostnadene. Funksjonene er kalibrert separat for hver region. En har nyttet kostnadsinformasjon fra ulike kilder,

samt data for kapasitetene i en finere inndeling av varmekraftproduksjon, jf. IEA (1992). Kostnadsfunksjonene er differensiert mellom tidsperioder for å ta hensyn til periodenes ulike lengde.

Det fins tre typer vannkraftverk. Elvekraftverk har tilsiget i hver periode som kapasitetsbegrensning. Magasinkraftverk har det årlige tilsiget som begrensning på årlig produksjon, men er i tillegg begrenset i hver periode av installert effektkapasitet. Pumpekraftverk kan bruke strøm i lavprisperioder til å føre vann fra en dam til et (høyereliggende) magasin. I høyprisperioder produseres elektrisitet, men det oppstår et visst tap i prosessen. Alle de tre sektorene er karakterisert ved lave konstante enhetskostnader opp til kapasitetsgrensene, med data hentet fra ulike nasjonale kilder. Den europeiske elektrisitetsmodellen ved SNF-Bergen bruker GAMS som løsningsverktøy, hvilket gir frihet til å bruke ikke-lineære funksjonsformer f.eks. i kostnadsfunksjonene, samt til å legge inn ulike restriksjoner på løsningene. I tillegg til pris- og kvantumstall, rapporterer modellen også samfunnsøkonomisk overskudd fordelt på konsumentoverskudd, produsentoverskudd (dekningsbidrag) og skatteinntekter i hver region.

Modellen er velegnet til analyser av liberalisering av handelen med elektrisitet, samt til kontrafaktiske analyser av større enkeltinvesteringer som f.eks. nye internasjonale overføringslinjer. Modellen er derimot ikke egnet til langsiktige prognoser eller velferdsanalyser fordi kapasitetene i de ulike produksjonstypene i hver region er eksogent gitt, og ikke endogent bestemt av lønnsomheten. Kostnadene ved kapasitetsutvidelser er heller ikke kartlagt. Endelig er gasskraftverk kun en del av "Variabel varmekraft", og etterspørrene har ingen mulighet for substitusjon mellom energibærere.

For ytterligere opplysninger:

Amundsen, E.A., J.Bjørndalen, H.F.Nyhus og S.Tjøtta (1994): A Numerical Model of an Integrated European Electricity Market, SNF Working Paper No. 33/1994, Bergen.

IEA (1992): *Energy Statistics of OECD countries 1989-1990*, International Energy Agency, Paris.

IEA (1993): *Energy Prices and Taxes, Third Quarter 1992*, International Energy Agency, Paris.

Salvanes, K.G. and S. Tjøtta (1991): Cost differences in Electricity Distribution: A Multioutput Cost Function with Robustness Tests of the Results, SNF Working Paper No. 33/1994, Bergen.

UCPTE (1992): *Annual report 1991*, Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity, Madrid.

2.1.4. EIREM- A Multi Period Power Plant Model

Dette er en modell som er utviklet av Institutt for energiøkonomi ved universitetet i Köln. Den er en dynamisk optimeringsmodell for tilbudssiden i kraftmarkedet, og har fire hovedregioner, dvs. regioner der kraftproduksjon, handel og kraftpriser bestemmes endogent:

- I Tyskland
- II Frankrike
- III Østerrike/Sveits
- IV Benelux

For hvert kraftmarked optimeres det over en femti års periode, med ned- og oppbygging av produksjons- og transmisjonskapasiteter. I tillegg er handelen med Skandinavia, Øst-Europa, Storbritannia og Italia modellert med enkle handelsfunksjoner avhengig av eksogene priser i disse landene. Modellen har tre sesonger og 4 perioder avhengig av kraftetterspørselens størrelse. Kraftetterspørselen i hvert land i hver sesong og periode er eksogent gitt (en etterspørselssektor).

Det er spesifisert 10 ulike kraftproduksjonsteknologier som har ulike investerings og driftskostnader, ulik tilgjengelighet, vedlikeholdsbehov og oppstartingskostnad. Det er *frikonkurranse* og produksjonsteknologiene rangeres etter stigende kostnad. Brenselkostnadene er eksogene og gasshandel eller omsetning er ikke modellert. Modellen beregner CO₂ utslipp.

Modellen er lineærprogrammert i GAMS/OSL og Hoster (1995) dokumenterer en studie av EUs CO₂ skatteforslag. Et av de viktigste resultater fra modellen er at krafthandelen avtar over tid som en følge av at konkurransen harmoniserer produksjonskostnadene på sikt. Dette gjelder ikke for handelen mellom Østerrike/Sveits og de andre landene. Østerrike og Sveits er vannkraftdominert slik at disse landene importerer i lavlast og eksporterer i høylast. På den måten henter disse to landene ut en betydelig gevinst ved at de foredler lavlastkraft til høylastkraft. Prisen i høylast er som følge av kort brukstid og startkostnader betydelig høyere enn i lavlast da kjernekraft bestemmer prisnivået.

Kildene for det empiriske grunnlaget i modellen ser ut til å være statistikk fra UCPTE, IAE og diverse nasjonale institusjoner, samt "egne anslag".

For ytterligere opplysninger:

Hoster, F. (1995): EIREM A Multi Period Power Plant Model, EWI Working Paper 95/01. Institute for Energy Economics, University of Cologne.

2.2. Gassmarkedet

2.2.1. EG - Europeisk gassmarkedsmodel

SNF-Oslo og SSB har bygget en numerisk likevektsmodell for et liberalisert europeisk gassmarked. Arbeidet ble finansiert av NFR (PETRO-programmet). Dette er en simuleringsmodell som foreligger i 4 varianter. Modellen med minst omfattende grad av liberalisering (EGI) er kjennetegnet ved følgende forhold:

a) Konsum av gass

Etterspørselen etter gass omfatter Belgia, Frankrike, Italia, Nederland, Storbritannia og Vest-Tyskland. I hvert land skilles det mellom et marked for storkunder (f.eks. kjemisk industri og gasskraftprodusenter) og småkunder (f. eks. husholdninger).

b) Utvinning av gass

Det skilles mellom store produsentland (endogen utvinning) og små produsentland (eksogen utvinning). De store produsentlandene er Algeri, Nederland, Norge, Storbritannia og SUS. I hvert av disse landene antas det at det fins én profittmaksimerende produsent. Markedsstrukturen er kjennetegnet ved Cournot konkurranse.

c) Transport, lagring og load balansering

Det er antatt at tjenestene transport, lagring og load balansering kan kjøpes til en gitt tariff (perfekt fungerende tredjepartsordninger). Dette avviker fra dagens situasjon der en gassprodusent selger gass til et rørselskap, som selger gassen videre (etter at den er transportert) til sluttforbrukerne. I EGI kan f. eks. en gassprodusent leie transportkapasitet. Dermed bindes produsent og forbruker sammen: Produsentene jakter etter markeder med høy betalingsvillighet for gass, mens sluttforbrukerne søker etter produsenter som selger rimelig gass. Det er antatt at alle tariffene er satt slik at de gir en normal forrentning på kapitalen til eierne.

d) Distribusjon

Gass selges enten direkte til forbrukerne i storkundemarkedet, eller til lokale distribusjonsselskap, som selger gass til småkunder. De lokale distribusjonsselskapene er regulert; prisen til småkundene skal settes slik at eierne av selskapene oppnår en normal forrentning av kapitalen.

e) Omsetning av gass i Storbritannia

I EGI betjenes britiske konsumenter utelukkende av sin nasjonale produsent og gjennom import fra Norge. Den nasjonale produsenten kan ikke eksportere gass. Begge disse forutsetningene avspeiler dagens situasjon.

De øvrige modellvariantene adskiller seg fra EGI som følger:

EGII

Tradere. Det antas at eventuelle prisforskjeller mellom markeder vil bli utnyttet av tradere til å oppnå en arbitrasjeprofit. En trader vil kjøpe billig gass i ett marked, transportere gassen til et annet marked (der prisen er høyere) og selge gassen med en gevinst. I likevekt vil nettoprisen på gass (prisen til forbruker fratrukket kostnader til transport, distribusjon osv.) være den samme for alle kundene i et land. Dette betyr at det i hvert land fins reelt ett gassmarked (ikke 2 markeder som i EGI). Videre vil prisforskjellene mellom land være mindre enn kostnadsforskjellene knyttet til å transportere gass mellom landene.

EGIII

Som EGII men nå kan alle store produsenter selge gass i alle land. Dette innebærer bl.a. at Storbritannia er knyttet til kontinentet gjennom en rørledning til Belgia.

EGIV

Som EGIII men alternativ forutsetning om de store produsentlandene. Mens en i de øvrige modellene antok at hvert av de store produsentlandene er representert ved én produsent, antas det i denne modellen at det kan være flere produsenter fra samme land. Disse produsentene opererer uavhengig av hverandre. Oppsplittingen av den nasjonale produsenten i flere småprodusenter kan avspeile et pålegg fra EU om oppløsning av nasjonale salgskarteller. Dette kravet kan komme etter at etterspørselssiden i det europeiske gassmarkedet har blitt liberalisert (modellene EGI-EGIII).

Modellvariantene benytter en rekke datakilder, som er gjort rede for i avsnitt 3.2. For en nærmere redegjørelse for modellvariantene EGI, EGII og EGIII viser vi til Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1995). Modellvarianten EGIV er dokumentert i Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1996).

For ytterligere opplysninger:

Golombek, R., E. Gjelsvik og K. E. Rosendahl (1995): Effects of liberalizing the natural Gas Markets in Western Europe, *The Energy Journal*, 16(1): 1-26.

Golombek, R., Gjelsvik, E. og K. E. Rosendahl (1996): Increased Competition on the Supply Side of the Western European natural Gas Market, Memorandum fra Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo, 11/1996.

2.2.2. Dynopol

Dynopol er en dynamisk spillteoretisk modell for tilbudet av gass til Europa utviklet av Statistisk sentralbyrå (SSB). Modellen fokuserer på konkurranseforholdet mellom de store tilbyderne av gass og anslår fremtidige priser og tilførsler av gass til Europa i et liberalisert marked der prinsippet om tredjepartsadgang til rørdningsnettene gjelder. Oligopolmodellen beskriver et spill mellom de tre gasseksportørene Norge, Algerie og Russland. Trekkene er investeringsbeslutninger m.h.t. å bygge ut ytterligere produksjonskapasitet, og hver spiller har inntil tre irreversible, sekvensielle investeringsprosjekter. Storbritannia og Nederland er ikke spesifisert som spillere, men deres produksjon inngår i den eksogene egenproduksjonen i etterspørselsregionen i modellen.

Spillerne antas å ha full informasjon, og de bestemmer investeringer og produksjonsnivå slik at de maksimerer nåverdien av inntektene over en tilstrekkelig lang horisont (2075). Modellen er inndelt i femårsperioder, og ved starten av hver periode kan aktørene velge om de vil investere eller ikke. Trekkene gjøres simultant, og kun tidligere investeringer er kjente når beslutningene tas. Produksjon og kapasitet antas å være konstant gjennom hele femårsperioden, der produksjonskapasiteten er gitt ved initial kapasitet pluss investeringer foretatt i tidligere perioder. Nye investeringer øker først kapasiteten i påfølgende periode. Det antas at spillerne produserer på full kapasitet i hver periode. Klarering av markedet bestemmer gassprisen, og med gitte kostnader og produksjon, bestemmes dermed profitten til hver av spillerne i hver periode. De endogene størrelsene i modellen er m.a.o. gassprisen og investeringstidspunktet for de tre spillerne og dermed også total produksjon av gass i Europa og markedsandelene til de tre spillerne. Initial produksjonskapasitet og investeringsprosjektene til de tre spillerne samt produksjonen i etterspørselsregionen er eksogent gitt.

Etterspørselsområdet i modellen omfatter Storbritannia, Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia, Luxembourg, Østerrike, Sveits, Frankrike, Spania, Portugal, Italia, tidligere Jugoslavia og Hellas. Etterspørselen, beregnet i et sentralt punkt i Europa, er modellert ved en enkel Cobb-Douglas funksjon

$$D_t = AP_{Gt}^{-e1} P_{Ot}^{e2} P_{Kt}^{e3} Y_t^{e4} - Q_t$$

der etterspørselen avhenger av de eksogene størrelsene: prisen på olje (P_O) og kull (P_K) og bruttonasjonalprodukt (Y), i tillegg til den endogent bestemte prisen på gass (P_G). Fratrasket egenproduksjonen i etterspørselsregionen (Q), får man da nettoetterspørsel (D). Vi tar her ikke hensyn til at transmisjonsselskapenes markedsrett annet enn ved å inkludere transmisjonsselskapenes (konstante) margin, som antas å reflektere bl.a. sluttprisene. Ved kalibreringen av etterspørselsfunksjonen beregnes bruttomarginen og prisen på gass i basisåret som veide gjennomsnitt for husholdnings- og industrisektoren i de største landene i etterspørselsregionen.

Løsningen av modellen er basert på feedback-løsninger. I motsetning til open-loop-løsninger, innebærer det at spillernes strategi på tidspunkt t avhenger av tilstanden i spillet på dette tidspunktet, dvs. kapasiteten til de andre spillerne på tidspunkt t . Spillerne tar dermed hensyn til at egne handlinger påvirker handlingene til andre spillere, og modellen fokuserer nettopp på det strategiske elementet ved den optimale investeringsprofilen. En strategisk investering er en investering hvor motivet er å kapre markedsandeler ved at andres investeringsprosjekter blir ulønnsomme og må utsettes. En investering kan dermed bli lønnsom utfra strategiske vurderinger selv om den ikke er lønnsom etter det tradisjonelle nåverdikriteriet. Løsningen av spillet er gitt ved modifisert delspillperfekte Nash-likevekter.

Det er generelt vanskelig å skaffe gode data for produksjons- og investeringskostnader for de tre spillerne da dette ofte er konfidensiell informasjon. Viktige datakilder er imidlertid Statoil, Nærings- og Energidepartementet, *BP Statistical Review of World Energy* samt diverse tidsskrifter som *Petroleum Economist* og *World Gas Intelligence*. *Petroleum Economist* utgir også en *Energy Map Series* hvor man bl.a finner informasjon om rørledningsnett, eksisterende produksjonskapasitet og inngåtte gasskontrakter for Algerie og Russland. Data for gasspriser hentes fra IAE's (International Energy Agency) *Prices and Taxes*.

I Berg (1995) brukes Dynopol til å analysere miljøvirkninger, i form av lavere globale utslipp av CO₂, av en reduksjon i norsk gassalg. Resultatene innenfor modellen tyder på at en reduksjon i norsk gassalg kan få gunstige miljøkonsekvenser fordi reduksjonen ikke vil bli erstattet av økt eksport fra Algerie og Russland. Dette blir fulgt opp i et prosjekt for Miljøverndepartementet, som nevnt innledningsvis.

Dynopol benyttes også i et samarbeidsprosjekt mellom Statistisk sentralbyrå og Université Catholique de Louvain (CORE) i Belgia. Prosjektet går ut på å utvikle en gassmarkedsmodell for Europa, der Dynopol bidrar med tilbudssiden, mens CORE modellerer etterspørselssiden.

For ytterligere opplysninger:

Berg, E. (1995): Miljøvirkninger av norsk gassalg - en tilbudssideanalyse, *Sosialøkonomen* 49(11), 18-25.

Bjerkholt, O. og E. Gjelsvik (1992): Konkurransen om markedsandeler på det europeiske gassmarkedet, *Økonomiske Analyser* 3/92. Statistisk sentralbyrå.

Brekke, K. E., E. Gjelsvik og B. H. Vatne (1991): A Dynamic Investment Game. The Fight for Market Shares in the European Gas Market, Statistisk sentralbyrå, upublisert.

2.3. Modeller med flere energibrensler

2.3.1. Nordisk energimarkedsmodell

Nordisk energimarkedsmodell ble utviklet i SSB i årene 1991-93 med finansiering fra Nordisk ministerråd. Nordisk energimarkedsmodell er en partiell årmodell hvor elektrisitetsmarkedet og etterspørsel etter fyringsolje til stasjonært forbruk er modellert (prisen på fyringsolje er eksogen). Modellen antar at det nordiske elektrisitetsmarkedet fungerer som et frikonkurransemarked med fri handel. Fire land, Norge, Sverige, Danmark og Finland er spesifisert. Etterspørselen etter elektrisitet

og fyringsolje er i hvert land modellert for fem sektorer: tre industrisektorer, servicenæringer og husholdninger. Etterspørselsfunksjonene er loglineære og kalibreres ut fra forbruk og prisstruktur i 1991. Etterspørselen etter en energivare i en sektor avhenger av prisen på energivaren, prisen på den alternative energivaren samt sektorens aktivitets-/inntektsnivå. Modellens normale scenarioperiode er 1991-2030, men dette kan tilpasses anvendelsen. Modellen løses ved å maksimere summen av de nordiske produsent- og konsumentoverskuddene for ett år og ett år av gangen. Før ett nytt år optimeres, oppdateres databasen med resultatene fra forrige års optimering og eksogene parametere framskrives.

I modellen er tilbudet av elektrisitet modellert som en trappetrinnsfunksjon for hvert land. Hver teknologi antas å ha samme kostnad for hele produksjonskapasiteten. Det skilles mellom eksisterende kapasitet i basisåret hvor kun variable kostnader inngår i kostnadsfunksjonen og ny kapasitet hvor alle kostnader inngår. Ny kapasitet vil i årene etter utbyggingsåret kun belastes variable kostnader i optimeringen siden kapitalkostnadene er "sunk", men i utregningen av produsentoverskudd trekkes kapitalkostnadene fra. Ved utbygging av ny kapasitet er gasskraft og kullkraft de viktigste prinsipale teknologiene. Ny vannkraft kan i modellen kun bygges ut i Norge, og i et omfang på drøye 20 TWh. Kraftproduksjon basert på biobrensel er mulig i et begrenset omfang. Vindkraft, solkraft, bølgekraft i større skala er antatt å være for kostbart, og i nåværende versjon av modellen er ikke slike teknologier inkludert.

Det er bare elektrisitetsprisene som er endogene i modellen. Øvrige energipriser fastsettes eksogent av modellbruker. Handel med elektrisitet tilpasses fritt i modellen. Handel over eksisterende transmisjonslinjer belastes med 1 norsk 1991-øre pr. kWh. Dette antas å dekke tap i linjene og andre variable kostnader. Hvis all ledig transmisjonskapasitet er benyttet, vil nyinvesteringer finne sted hvis prisforskjellen i engrosmarkedet i to land er "stor" i forhold til total kostnadene ved å utvide transmisjonskapasiteten.

I Nordisk energimarkedsmodell er gassmarkedet integrert på følgende vis: Russisk gass kan brukes til finsk gasskraftproduksjon i et omfang som 2,5 Mtoe pr. år. Dansk naturgass antas å være tilgjengelig i en mindre mengde for elektrisitetsproduksjon i Danmark og Sverige, hvorav 0,4 Mtoe i Sverige og 0,49 Mtoe i Danmark. Norsk gass for bruk til kraftproduksjon antas i modellen å være tilgjengelig fra to områder, Trollfeltet (max 8 Mtoe) og Haltenbanken (max 3,8 Mtoe). Gass fra Trollfeltet er tilgjengelig for alle modellandene. Gass fra Haltenbanken er ikke tilgjengelig for Danmark siden rørledningen er antatt å gå gjennom Midt-Norge til Sverige og Finland. Kostnadene til gass er lik antatt ilandføringspris i Norge pluss total kostnadene ved transport til brukerstedet pluss eventuelle avgifter Gassen fra Norge fordeles slik at det samlet nordisk produsent- og konsumentoverskudd maksimeres. Bruk av naturgass til andre formål enn elektrisitetsproduksjon er ikke integrert i modellen.

Viktige datakilder for forbruk og produksjon av elektrisitet har vært Nordels årsberetninger samt elektrisitetsstatistikk og industristatistikk fra modellandene. Eksisterende produksjons- og transmisjonskapasitet har også blitt hentet fra Nordel. I framskrivning av økonomisk vekst er tall fra landenes langtidprogrammer benyttet i kombinasjon med eget skjønn. Anslag fra NVE vært viktige i spesifisering av kostnadene for nye kraftverk. I etterspørselsfunksjonene er pris-, krysspris- og skalaelastisiteter enten estimerte og/eller eget skjønn er benyttet.

I den senere tid er Nordisk energimarkedsmodell blitt utvidet med en makroblokk for hvert nordisk land, slik at samspillet mellom elektrisitetsmarkedet og makroøkonomien blir tatt hensyn til. I den partielle versjonen av NORMEN, Nordisk energimarkedsmodell, var ikke samspillet mellom et nordisk elektrisitetsmarked og resten av makroøkonomiene integrert. NORMEN er utviklet for å ta hensyn til dette. For å beholde en oversiktlig struktur i modellen har vi valgt enkle og lett håndterlige funksjonsformer for viktige makrostørrelser. De fleste sektorer har Cobb-Douglas produksjonsstruktur med konstant skalautbytte og ingen renprofitt. Handelen med makrovarer er modellert i samsvar med Armington-hypotesen, det vil si at innenlandske og utenlandske varer er imperfekte substitutter. Handelsbalanse og offentlig forbruk bestemmes eksogent. Samlet konsum faller ut som et restledd slik at likevekt på varemarkedene oppnås. Elektrisitetsmarkedet er modellert på samme vis som i Nordisk energimarkedsmodell.

For ytterligere opplysninger:

Aune, F. R., T. Bye og T. A. Johnsen (1995): Kostnader ved nedleggelse av svenske atomkraftverk, *Økonomiske analyser* 7/95, 3-10, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T., E. Gjelsvik, T. A. Johnsen, S. Kverndokk og H. T. Mysen (1994): *CO₂-utslipp og det nordiske elektrisitetsmarkedet, en modellanalyse*, TemaNord rapport 1995:539, København: Nordisk Ministerråd.

Bye, T., T. A. Johnsen og H. T. Mysen (1995): Naturgass i et nordisk kraftmarked, *Sosialøkonomen*, 49(2), 18-27.

2.3.2. NEDMOD

NEDMOD er betegnelsen på en modell utviklet ved Faculty of Public Analysis, University of Twente, Nederland. Institusjonen har brukt Nordisk energimarkedsmodell som "mal". Dette innebærer at mye av det samme rammeverket er beholdt, men data fra landene Nederland, Frankrike, Tyskland og Belgia er brukt i stedet for nordiske data. En annen viktig forskjell er at naturgass er alternativet til elektrisitet i motsetning til fyringsolje i Nordisk energimarkedsmodell. Videre har modellen inkorporert en rekke politiske beskrankninger. Blant annet er det lagt begrensninger på naturgassens andel i elektrisitetsproduksjonen, men naturgasstilgangen er ikke beskranket. Videre kreves det at hvert enkelt lands varmekraftproduksjon utgjør maksimalt 50 prosent av total elektrisitetsproduksjon. Det stilles også krav om at kjernekraftproduksjonen i hvert land og tysk kullkraftproduksjon overstiger visse minimumsnivåer. Handelen med elektrisitet tilpasses heller ikke fritt. I motsetning til Nordisk energimarkedsmodell er det antatt en svakt stigende realpris for fossile brensler. Konsum og produksjon av gass bestemmes ved å maksimere summen av landenes konsument- og produsentoverskudd, gitt alle beskrankningene. Scenarioperioden i NEDMOD er 1993-2010.

Nordisk energimarkedsmodell og en mindre beskranket versjon av NEDMOD er ved SSB blitt koblet sammen til en felles modell. Det er ikke gjort analyser på denne modellen ennå.

For ytterligere opplysninger:

Rolf W. Künneke et al. (1996): *Marktwerking in de energiesector. Een onderzoek naar de mogelijkheden tot introductie van marktwerking in de Nederlandse energiesector*, University of Twente, Enschede.

Rolf W. Künneke and Monique Voogt (1996): *Modelling Welfare Effects of a Liberalisation of the Dutch Electricity Market*, Unpublished paper, University of Twente, Enschede.

2.3.3. SEEM - energietterspørselsmodell for Vest-Europa

Modellen «Sectoral European Energy Model» (forkortet SEEM) er opprinnelig utviklet av Statistisk sentralbyrå og videreutviklet i samarbeid med den nederlandske energiforskningsinstitusjonen ECN (Energieonderzoek Centrum Nederland). Statoil, Miljøverndepartementet og det nederlandske Departement for Planlegging har bidratt med finansiering av modellutviklingen og analyser av det europeiske energimarkedet. SEEM er en simuleringsmodell hvor utviklingsbaner for etterspørselen etter olje, kull, gass og elektrisitet i fem økonomiske sektorer i hvert av i alt tretten vesteuropeiske land bestemmes. De økonomiske sektorene omfatter husholdninger, industri, service, transport og elektrisitet mens modellandene inkluderer de fire store (Tyskland, Storbritannia, Frankrike og Italia), de fire nordiske (Sverige, Danmark, Finland og Norge) samt Spania, Nederland, Belgia, Sveits og Østerrike. Hvert land er behandlet som separate modellblokker hvor hverken handel mellom land eller tilbud av energi er modellert. Tilbud av elektrisitet er imidlertid spesifisert i hvert land. SEEM er også en partiell modell i den forstand at den ikke har en integrert makroøkonomiblokk.

Modellen bestemmer først etterspørselen etter olje, kull, gass og elektrisitet i sluttbrukersektorene husholdninger, service, industri og transport basert på eksogen informasjon om økonomisk aktivitet og teknologi i hver sektor samt priser på fossile brenslere, arbeidskraft og kapital. Prisene på fossile brenslere er gitt som funksjoner av eksogene import priser, marginer og ulike skattetyper. Tilbudskurven for de ulike energibærerne i sluttbrukersektorene er forutsatt horisontal, slik at ethvert etterspørselsnivå tilfredsstilles av tilbudet. Etterspørselen i hver sektor er modellert i henhold til varianter av fuel-share modellen hvor utgangspunktet er en neoklassisk produktfunksjon av typen $Y = F[K, L, E(c, o, g, el)]$, hvor Y er aktivitetsnivå, K er kapital, L er arbeidskraft og E er et energiaggregat bestående av kull (c), olje (o), gass (g) og elektrisitet (el). Energiaggregatet er enten spesifisert som en Cobb-Douglas funksjon eller en CES-funksjon i SEEM. I de tilfeller hvor etterspørselen kommer fra konsumentensiden av økonomien som i husholdningssektoren og passasjertransport, vil F(.) representere en nyttefunksjon snarere enn en produktfunksjon. Deretter bestemmer modellen tilbudet av innenlandsk elektrisitet i kraftsektoren ved å summere etterspørselen etter elektrisitet i sluttbrukersektorene samt netto kraftimport og distribusjonstap som begge antas å være eksogent gitte størrelser. Elektrisitet kan produseres ved hjelp av ulike kraftverk basert på forskjellige energikilder som olje, kull, gass, atomkraft eller solkraft, bølgekraft og vindkraft (renewables). De ulike kraftverkernes andel av den totale elektrisitetsproduksjonen avhenger av deres relative kostnader ved å produsere elektrisitet. Produksjonskostnadene er funksjoner av teknologi relaterte kostnader og brenselkostnader. SEEM bestemmer så elektrisitetspris til sluttbruker i hver sektor basert på produksjonskostnader, marginer og skatter. Endelig kalkulerer modellen aggregert etterspørsel etter de ulike fossile brenslene i hvert land ved å summere etterspørselen i sluttbrukersektorene og bruken av fossile brenslere i elektrisitetsproduksjonen. I en delmodell av SEEM kalkuleres CO₂ utslipp basert på utslippskoeffisienter for fossile brenslere.

Modellen er kalibrert ut fra energiforbruk og prisstruktur i 1991, slik at 1991 er basisår for simuleringene. Tidshorizonten for simuleringene inkluderer året 2020, men simuleringsperioden kan tilpasses den enkelte anvendelse. De viktigste datakildene når det gjelder forbruk av og priser på de ulike energibærerne har vært ulike publikasjoner fra Internasjonal Energy Agency (IEA), i første rekke "Energy Prices and Taxes" og "Energy Statistics and Balances". Dataene er på årlig frekvens og tidsperioden dekker 1960-91 for kvantumsvariabler og 1971(78)-92 for prisvariabler. Framskrivninger av økonomisk aktivitet og teknologisk fremskritt i de ulike sektorene er dels basert på vekstrater funnet i "World Energy Outlook 1994", (IEA) og dels basert på egne vurderinger. I etterspørselsfunksjonene for de ulike energibærerne er pris-, krysspris- og inntektselastisiteter enten estimert av Statistisk sentralbyrå eller hentet fra internasjonal forskningslitteratur.

For ytterligere opplysninger:

Alfsen, K.H., H. Birkelund and M. Aaserud (1995): Impact of an EC Carbon/Energy Tax and Deregulating Thermal Power Supply on CO₂, SO₂ and NO_x emissions, *Environmental and Resource Economics* **5**, 165-189.

Birkelund, H., E. Gjelsvik and M. Aaserud (1994): The EU Carbon/Energy Tax: Effects in a Distorted Energy Market, *Energy Policy* **22**, 657-665.

Brubakk, L., M. Aaserud, W. Pellekaan and F. van Oostvoorn (1995): *SEEM - An Energy Demand Model for Western Europe*, Reports 95/24, Statistics Norway, Oslo.

Alfsen, K.H, P. Boug and D. Kolsrud (1996): *Energy Demand, Carbon Emissions and Acid Rain: Consequences of a Changing Western Europe*, Reports 96/12, Statistics Norway, Oslo.

2.3.4. E3ME- en integrert energi, miljø og makromodell for Europa

Modellen "Energy-Environment-Economy Model for Europe" (forkortet E3ME) er i sin nåværende versjon (versjon 1.1) utviklet i årene 1993 til 1995 som en del av Joule-II programmet til EU. En rekke økonomer og forskere fra ulike forskningsinstitusjoner rundt om i EU-området har deltatt i modellutviklingen og EU-kommisjonen har stått for finansieringen. E3ME er en integrert energi, miljø og makromodell designet for 14 regioner i Europa, herunder 12 medlemsland av EU hvor Tyskland er delt i Øst og vest og Italia i nord og sør. Intensjonene er at modellen skal utvides i løpet av 1996 og 1997 til også å omfatte andre land i Europa, deriblant Norge. Statistisk sentralbyrå i samarbeid med Cambridge Econometrics vil være sentrale deltagere i modellutvidelsen for Norge. I modellen er 32 økonomiske sektorer i hver region spesifisert og handel mellom regionene er modellert. Modellen bestemmer således endogent i et integrert system en rekke makroøkonomiske og miljømessige variabler samt etterspørsel etter ulike energibærere i hver enkelt region. Land utenfor modellområdet er behandlet som "Rest of the World", og er følgelig eksogent bestemt i modellen. Spesielt er økonomisk aktivitet i "Rest of the World" eksogen.

De økonomiske relasjonene i modellen er i all hovedsak basert på økonomisk teori og estimert ved hjelp av moderne tidsserieøkonometri. Kointegrasjonsligninger og feiljusteringsmodeller (ECM) er anvendt til å estimere såvel langsiktige som kortsiktige sammenhenger mellom økonomiske variabler som opptrer i de ulike sektorene i hver region.

Delmodellen for energi i E3ME er konstruert for 11 av 14 regioner, 17 sektorer og 11 energibærere. Aggregert energietterspørsel på lang sikt i hver region er estimert ved hjelp av et sett av kointegrasjonsligninger med økonomisk aktivitet, gjennomsnittlig energipris for alle energibærerne i forhold til det generelle prisnivået i makroøkonomien, teknologisk fremskritt og lufttemperatur som de viktigste forklaringsvariablene. Totalt er 17 slike kointegrasjonsligninger estimert for hver region, en for hver økonomisk sektor. Alle variablene som inngår i kointegrasjonsligningene er uttrykt i naturlig logaritme. Dynamikken i variablene på kort sikt er ivaretatt i feiljusteringsmodeller hvor variablene er på logaritmisk endringsform. Disaggregert energietterspørsel i hver region i hver sektor er estimert på tilsvarende måte som aggregert energietterspørsel i E3ME. Det er imidlertid kun estimert disaggregerte etterspørselsligninger på lang og kort sikt for 4 av de 11 energibærerne i hver sektor. Disse 4 energibærerne inkluderer olje (tung), kull, gass og elektrisitet. De disaggregerte etterspørselsligningene tillater substitusjon mellom de 4 energibærerne på grunnlag av deres relative priser i tillegg til at aggregert energietterspørsel, teknologisk fremskritt og lufttemperatur påvirker brensel- etterspørselen. De resterende energibærerne er bestemt i modellen som konstante andeler av aggregert energietterspørsel. Tilbud av energi er i E3ME eksogent gitt i den forstand at tilbudskurvene for olje, kull, gass og elektrisitet er forutsatt vertikale i alle regioner.

Estimeringsperioden for de økonometriske relasjonene i E3ME dekker årene 1960(70) til 1991. Dataene som er anvendt til estimeringene er på årlig frekvens. E3ME er en simuleringsmodell hvor basisår for simuleringene er 1985 og tidshorizonten inkluderer året 2010. De viktigste datakildene til modellen har vært ulike publikasjoner fra EUROSTAT og andre kilder som IMF og OECD statistikk.

For ytterligere opplysninger:

T. Barker, B. Gardiner and A. Dieppe (1995): *Users' Manual: An Energy-Environment-Economy Model for Europe (E3ME)*, Cambridge Econometrics, Cambridge England.

I tillegg til denne referansen er en rekke Working Papers om E3ME-modellen tilgjengelige ved Cambridge Econometrics.

2.3.5. ECON-ENERGY

ECON-ENERGY er en global energietterspørselsmodell utviklet av ECON. Strukturen i modellen er veldig lik SSBs SEEM modell, med unntak av region- og sektorinndeling. Verden er delt inn i 9 regioner:

1. USA
2. EU
3. Resten av OECD
4. Tidligere Sovjetunionen
5. Øst-Europa
6. Kina
7. India
8. Brasil
9. Resten av verden.

Når det gjelder energivarer skilles det mellom 5 primære energibærere:

- Råolje
- Naturgass
- Kull
- Vannkraft
- Kjernekraft.

Oljeforbruket splittes videre opp i 4 produkter. Disse er mellomdestillat, tung fyringsolje, motorbensin og flybensin.

Hver region er delt opp i ulike sektorer eller anvendelser. Det skilles mellom følgende anvendelser: Stasjonært fossilt forbruk, innenlands veitransport, lufttransport, sjøtransport ("bunkers"), petrokjemi og elektrisitet. Med unntak av internasjonal sjøtransport ("bunkers") modelleres alle disse markedssegmentene spesifikt for de ulike regionene.

For hver region er kjernen i modellsystemet et sett med etterspørselsrelasjoner for de ulike sektorene som er nevnt over. Alle sektorer vil ikke etterspørre alle brensler, f.eks. vil veitransportsektoren bare etterspørre bensin/diesel, mens lufttransportsektoren bare vil etterspørre flybensin. Etterspørselen påvirkes av et sett eksogene variable som består av BNP og befolkningsutvikling, energieffektivitet, de eksogene prisene på kull, råolje og regionale gasspriser, og endelig innenlandske kostnader ved utvinning og transport av olje, kull og gass. I tillegg til dette kommer også omfanget av vannkraft og kjernekraft i sektoren for elektrisitetsproduksjon. Fra de ulike sektorene avledes tilhørende sekundært energiforbruk (f.eks. etterspørselen etter motorbensin), og fra dette beregnes igjen etterspørselen etter de primære energivarerene olje, kull og gass samt CO₂ utslipp.

Modellen er en ren partiell statistisk simuleringsmodell for den globale energietterspørselen, hvor all etterspørsel dekkes til de gitte priser. Ett unntak her er elektrisitetsmarkedet hvor både tilbuds- og etterspørselssiden modelleres i en årsmodell. Forbruket av elektrisitet blir bestemt ved en separat log-linear etterspørselsfunksjon for hver region, mens handel med elektrisitet er modellert eksogent ved at nettoeksport blir fratrukket produksjonen i elektrisitetsbalansen. Det er ikke substitusjonsmuligheter mellom elektrisitet og andre energibærere. Prisen på elektrisitet til forbruker fastlegges lik enhetskostnadene i kraftproduksjonen tillagt distribusjonskostnader, og blir dermed den eneste endogene energiprisen i modellen. Produksjonskostnadene avhenger igjen av sammensetningen av elektrisitetsproduksjonen. Her brukes en energiandelsmodell for å fastsette fordelingen av produksjonen på olje, kull og gass. Andelene avhenger av fjorårets produksjonskostnader. Tilbudet av fornybar energi (vannkraft og kjernekraft) er eksogent bestemt, mens tilbudet av varmekraft (olje, kull og gass) bestemmes av kapasiteten i varmekraftverkene. Eksisterende kapasitet fases ut ved en depresieringsrate, mens bruttoinvesteringer bestemmes som differansen mellom totalt forbruk i denne perioden og foregående periode med tillegg av kapitalslitet. Tilveksten i total konvensjonell varmekraft spres ut på energibærerne ved «fuel share» relasjoner av logit-typen.

Data for forbruk av energi er hentet fra IEAs publikasjoner "World Energy Statistics and Balances 1971-1987" og "Energy Statistics for OECD countries". Priser fra OECD området er hentet fra IEAs «Energy Prices and Taxes», mens priser og kostnader for øvrig er kommet fra diverse kilder som

OPEC Bulletin, World Bank, Centre for International Research, Cambridge Research Association osv. Dataene og kildene er gjengitt i ECON (1990).

I ECON (1994) er det gjort beregninger på ECON-ENERGY for å studere virkninger på globale CO₂ utslipp av en reduksjon i norsk gasseksport på 10 millioner tonn oljeekvivalenter i 2010 til Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Landinndelinga er dermed litt annerledes i den opprinnelige versjonen dokumentert i ECON (1990).

Analysen er lagt opp på følgende måte. Først beregnes virkningene av et *negativt skift i tilbudskurva for gass* i det europeiske markedet, deretter drøftes virkningene av at også *etterspørselen etter gass får et negativt skift*. Det siste skyldes at konsumentene kan ha preferanser for hvor gassen kommer fra p.g.a. leveringssikkerhet. Totalt sett konkluderer ECON med at under rimelige forutsetninger vil en reduksjon i norsk gasseksport føre til økte globale CO₂ utslipp.

Siden modellen er en etterspørselsmodell, har ECON tallfesta etterspørselseffekter gjennom substitusjon mellom de forskjellige energibærerne. Reaksjoner på tilbudssiden i gassmarkedet er imidlertid modellert eksogent som tre ulike alternativer: 1) Loddrett tilbudskurve for gass (importprisen øker med 15% som følge av redusert norsk gasseksport), 2) Elastisk tilbud med tilbudselastisitet på 1% (importprisen øker med 5%) og 3) Flat tilbudskurve (ingen endring i importprisen på gass av redusert norsk tilbud). Det er antatt at prisene på oljeprodukter og kull ikke blir påvirket av endringene i gassprisen. Etterspørselen (og dermed produksjonen) av olje og kull påvirkes imidlertid av endringer i gassprisen. ECON har også modellert endringer i kulltilbudet i noe de kaller "reguleringsalternativet" hvor det f.eks. antas at Tyskland demper (den eksogene) byggingen av gasskraftverk og i stedet velger kullkraft (endringer i den eksogene el-genereringskapasiteten). Endelig er det antatt at ingen av landene har bindende miljøavtaler eller miljøpreferanser. De eneste bindingene ligger i leveringssikkerhet.

For ytterligere opplysninger:

ECON (1990): *ECON-ENERGY: Et modellapparat for globale energi- og miljøanalyser*, Rapport 11/90.

ECON (1994): *Redusert gasseksport fra Norge, virkninger på globale CO₂ utslipp*, Rapport 331/94.

3. Datakilder

3.1. Elektrisitetsdata

Dette avsnittet er disponert som følger. Først presenteres en del organisasjoner som publiserer elektrisitetsstatistikk. Deretter ser vi på en del sentrale variable for tilbuds- og etterspørselssiden. Til slutt gjør vi rede for publikasjoner som gir informasjon om rammevilkårene for kraftmarkedet i en rekke europeiske land.

3.1.1. Organisasjoner

NORDEL er en organisasjon for nordisk elektrisitetssamarbeid, stiftet i 1963. Norge, Sverige, Danmark, Finland og Island deltar i dette samarbeidet. Nordel er en rådgivende organisasjon som har til hovedoppgave å skape forutsetninger for en effektiv utnyttelse av det nordiske produksjons- og

Irland, Italia, Luxemburg, Nederland, Norge, Portugal, Spania, Storbritannia, Sverige, Sveits, Tyrkia og Østerrike medlemmer. Organisasjonen utgir flere typer publikasjoner med energidata (for det meste årsdata) fra medlemslandene.

Nasjonale kilder

I tillegg til data utgitt av samarbeidsorganisasjonene, gir landene ut sine egne nasjonale elektrisitetsstatistikker. Eksempelvis har Energistyrelsen i Danmark gitt ut en serie publikasjoner med navn «Danmarks Energifremtider» (Energistyrelsen er underlagt det danske Miljø- og energiministeriet). I landenes nasjonale statistikkilder kan tidsoppløseligheten av data være bedre enn i artikler utgitt av samarbeidsorganisasjonene.

Bransjekilder:

I Norge sitter kraftbransjen med de mest detaljerte data for elektrisitetsmarkedet. Statnett Marked noterer bl.a. timesverdier på prisene i den nordiske elbørsen, NORDPOOL.

3.1.2 Datakilder

Energi- og effektkapasiteter

UCPTE (1994/1995):

- (i) Månedlig kraftbalanse for hvert medlemsland (GW):
 - effektkapasitet fordelt på teknologier
 - import- og eksportkontrakter
 - ikke tilgjengelig kapasitet, vedlikehold, utkoblinger, operasjons-/ kuldereserve
 - forbruksbelastning (load), margin mnd.-topplast, overskuddskapasitet kort/lang sikt
 - forbruksbelastningen fordelt på teknologier
- (ii) Årsforbruk, fordelt på teknologier, for hvert medlemsland (TWh)
- (iii) Månedstall for faktisk vannkraftsproduksjon og utnyttelsesgrad av energipotensialet i et normalår, investeringsprogram for videre utbygging av vannkraft (MW/GWh), litt om vannkraftmagasinenes fyllingsgrad og pumpekraft for hvert medlemsland.

NORDEL (1994):

- (i) Andeler av faktisk elproduksjon for et år, fordelt på teknologier
- (ii) Installert effekt, fordelt etter teknologi, samt prognoser for 1997 og år 2000
- (iii) Middelårsproduksjon for vannkraft og magasin kapasitet
- (iv) Månedlig fyllingsgrad i magasinene for hvert av de nordiske land
- (v) Besluttede kraftverk større enn 10 MW

UNIPEDA (1995a):

Gir informasjon om elektrisitetproduksjon fordelt på teknologi, sammensetning av maksimal produksjonskapasitet (MW) og import/eksport av elektrisitet for 22 europeiske land.

UNIPEDA (1996a/b):

- (i) UNIPEDA (1996a) undersøker rammevilkår, makro- og energibildet i landene, effekt-/energibalanser, forbruk (sektorfordelt), produksjonsprogrammer osv. for 21 europeiske land.
- (ii) UNIPEDA (1996b) beskriver ulike tekniske muligheter og erfaringer med teknologiene i land tilknyttet UNIPEDA.

IEA (1994):

Statistikken dekker 23 OECD land

- (i) Årlig forbruk av elektrisitet, etter teknologi og brensel (brutto/netto)
- (ii) Netto maksimal elektrisitetproduksjon (GW) 31 desember for enkelte år, etter teknologi
- (iii) Elektrisitetproduksjons kapasiteter (GW) 1993-2005 etter teknologi (energibærer)
- (iv) Brenselenergi brukt i elektrisitet/varmeproduksjon

Produksjonskostnader

UNIPEDA (1993/1994):

- (i) UNIPEDA (1993) analyserer produksjonskostnadene ved 15 forskjellige system.
- (ii) I UNIPEDA (1994) beregnes faste- og variable kostnader for hver teknologi i hvert medlemsland.

IEA (1992):

En IEA utgivelse der produksjonskostnader er beskrevet for hvert land etter teknologi.

ENERGISTYRELSEN (1995a/b):

Publikasjonene gir primært opplysninger om Danmark

- (i) Energistyrelsen (1995a) er en publikasjon der fremtidige forsyningsmuligheter for olje og naturgass (inklusive energikostnader) er beskrevet.
- (ii) I Energistyrelsen (1995b) analyseres kostnader og miljøkonsekvenser ved bruk av ulike teknologier i elektrisitetproduksjon.

Miljøkonsekvenser av elektrisitetproduksjon

NORDEL (1994):

SO₂ utslipp for hvert land i Nordel for perioden 1980-2000 (prognose)

ENERGISTYRELSEN (1995a/b):

En publikasjoner der kostnader og miljøkonsekvenser ved bruk av ulike teknologier i elektrisitetproduksjon er beskrevet.

Transmisjonslinjer

UCPTE (1994/1995):

- (i) Detaljert om transmisjonskapasiteter mellom medlemsland (kV)
- (ii) Årsdata for eksport/import
- (iii) Grensehandel i peak- og offpeak timer (hver 3. onsdag i hver måned hhv. kl.11.00 og kl. 03.00) over 6 år for hvert medlemsland

NORDEL (1994):

- (i) Årsdata for handel med elektrisitet for hvert medlemsland
- (ii) Månedlig utveksling av elektrisitet mellom Nordel-landene
- (iii) Eksisterende og besluttede samkjøringsforbindelser mellom Nordel-landene og mellom Nordel og andre europeiske land

UNIPEDA (1992):

- (i) Beskriver kraftflyt mellom øst- og vest-europeiske land.

IEA (1994):

- (i) Årlig eksport/import mellom OECD-landene
- (ii) Etterspørsel

UCPTE (1994/1995):

- (i) Årsforbruk av elektrisitet for hvert land
- (ii) Forbruksbelastning i topplast for hvert medlemsland
- (iii) Prosentvis endring i forbruk fra mnd. til mnd. for hvert land (forbruksstrukturen over året)

NORDEL (1994):

- (i) Årsforbruk til de enkelte land, eksklusive elkjeler
- (ii) Månedlig produksjon og bruttoforbruk av elektrisitet, fordelt på teknologi
- (iii) Nettoforbruk for hvert land, fordelt på sektor
- (iv) Topplast og bunnlast i MW, målt 3. onsdagen i hhv. januar og juli
- (v) Årlig effekt- og energiforbruk, samt prognoser for 1997 og år 2000

UNIPEDA (1995a):

Gir informasjon om elektrisitetforbruk fordelt på sektorer.

IEA (1994):

- (i) Årlig varmeforbruk etter land
- (ii) Årlig konsum av elektrisitet for hvert av OECD-landene
- (iii) Årlig sluttforbruk av elektrisitet, etter sektor, for hvert land i OECD

Elastisiteter

- (i) I Brubakk et. al. (1995) er kort- og langtids pris- og aktivitetsnivå elastisiteter estimert for energibærerne kull, olje, gass og elektrisitet i sektorene industri, service og husholdninger. Det er estimert elastisiteter for landene Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Italia, Nederland, Norge, Spania, Storbritannia, Sverige, Sveits, Tyskland og Østerrike.
- (i) I Mysen (1991) er substitusjon mellom elektrisitet og olje estimert for sektorer i MSG.

Priser

IEA (1994):

- (i) Årlige priser på naturgass, kull og tungolje til bruk i elektrisitetproduksjon for hvert OECD land (brutto/netto)
- (ii) Elektrisitetpriser for husholdninger og industri

UNIPEDA (1995c):

Beskriver skattesystemene for elektrisitetssektoren i EU-landene i 1991.

Markedsorganisering

Kraftmarkedene i Europa har meget forskjellige markedsstrukturer. Ulike grader av liberalisering, eierforhold, markedsrett osv. gjør at prisdannelsen ikke kan beskrives på samme måte for alle de europeiske land. Spesielt kan det eksistere prissikringsavtaler (kontrakter) med ulike bindinger til en eller annen markedspris for elektrisitet.

IEA (1996):

Publikasjoner for hvert enkelt OECD land, der rammevilkårene for bl.a. kraftmarkedet beskrives.

UNIPEDA (1995b):

En studie av prissetting basert på spørreskjema fra 30 land. Hovedområder er: Vilkår og betingelser angående tariff regulering, avkastning på kapital og miljøkostnader/-skatter/-avgifter.

For ytterligere opplysninger:

Brubakk, L., M. Aaserud, W. Pellekaan og F. von Ostvoorn (1995): *SEEM-An Energy Demand Model for Western Europe*, Rapport 95/24, Statistisk Sentralbyrå

Energistyrelsen (1995a): *Fremtidige forsyningsmuligheter med olie og naturgas*, Danmarks Energifremtider, Miljø- og Energiministeriet.

Energistyrelsen (1995b): *Teknologidata for vedvarende energianlæg* (del 1 og 2), Danmarks Energifremtider, Miljø- og Energiministeriet.

IEA (1992): *Projected Costs of Generating Electricity*, Updata 1992, International energy Agency, Paris.

IEA (1994): *Electricity Information 1994*, IEA statistics 1994, International energy Agency, Paris.

IEA (1996): *The Netherlands 1996 Review*, Energy Policies of IEA Countries, International energy Agency, Paris.

Mysen (1991): *Substitusjon mellom olje og elektrisitet i produksjonssektorene i en makromodell*, Rapport 91/7, Statistisk Sentralbyrå.

NORDEL (1994): Årsberetning 1994, NORDEL.

UCPTE (1994): Annual Report 1994, UCPTE.

UCPTE (1995): Half-yearly Report 1995, del I og II, UCPTE.

UNIPEDA (1992): Load Flow Studies on East/West Interconnections, Ref.: 04003Ren 9210, UNIPEDA.

UNIPEDA (1993): Analysis of Electricity System Costs, Ref.: 06001Ren 9336, UNIPEDA.

UNIPEDA (1994): Electricity generating Costs for Plants to be commissioned in 2000, Economics and Tariffs Study Committee Ref.: 06002Ren 9417, UNIPEDA.

UNIPEDA (1995a): Electricity Barometer 1995, Ref.: 32000Ren 9520, UNIPEDA.

UNIPEDA (1995b): Tariff regulations, Ref.: 06005Ren 9409, UNIPEDA.

UNIPEDA (1995c): Tax System in the Electricity Sector in the EEC-1991, Ref.: 08100Ren 9322, UNIPEDA.

UNIPEDA (1996a): Programmes and Prospects for the European Electricity Sector (1980, 1990-1995, 2000, 2005 and 2010, Ref.: 21001Ren 9607-24th Edition 1996, UNIPEDA.

UNIPEDA (1996b): Repowering with Gas Turbines, Ref.: 02006Ren 9604, UNIPEDA.

3.2. Gassdata

Datatilgangen for det europeiske gassmarkedet er høyst ujevn, noe som skyldes at gasskontraktene er forretningshemmeligheter. Det fins derfor ikke offentlig tilgjengelig informasjon hverken om prisen som selger mottar for gassen, eller om tariffene som nyttes ved transmisjon. Det finnes imidlertid informasjon om pris til sluttforbrukere. Videre finnes det en rekke kilder for produksjon og konsum av gass.

Produksjon og konsum

Noen kilder er de årlige statistikkene utgitt av BP (f.eks. Review of World Gas), Oil and Gas Information utgitt av IEA og den årlige energistatistikken fra Eurostat.

Priser

Priser til sluttforbrukere kan f.eks. hentes fra Energy Prices and Taxes som utgis av IEA. Også Eurostat har publikasjoner om sluttforbrukerpriser (prisdatabene er mer disaggregerte enn hos IEA). Endelig gir tidsskriftet World Gas Intelligence omfattende informasjon om priser, regnet ved et lands grense ("beach price").

Produksjonskostnader

Konsulentselskapet Wood Mackenzie har publikasjoner som gir opplysninger om feltkostnader for (i hvert fall) Nederland, Norge og Storbritannia. Også Blitzer (1986) har tilsvarende opplysninger. Videre gir Adelman og Lynch (1986) anslåtte kostnader for en rekke felt i land som leverer gass til det europeiske gassmarkedet. Endelig kan kostnadsinformasjon for norske felt hentes fra årsmeldingen til Oljedirektoratet.

Informasjon om produksjon, reserver m.m. i Norge kan hentes fra "Faktaheftet". For andre land kan tilsvarende opplysninger hentes fra Oil and gas in the Netherlands og Development of the Oil and Gas Resources of the United Kingdom. Review of World Gas fra BP gir reserveanslag for alle store produsenter.

Transmisjonskostnader

Dahl og Gjelsvik (1993) gir en omfattende oversikt over transmisjonskostnader (studien dekker også produksjonskostnader). For kostnader knyttet til LNG viser vi til Adelman og Lynch (1986).

Distribusjonskostnader

Distribusjonskostnader for storkunder er anslått i IIASA (1986), IIASA (1987) og Direction de Gaz, de l'Electricité et du Charbon (1993). Den første studien dekker Vest-Tyskland og Østerrike, den andre gir anslag for hele Vest-Europa og den siste dekker bare Frankrike.

Den årlige statistikken fra selskapet Figaz gir opplysninger som kan nyttes til å regne ut kostnader for lokale distribusjonsselskaper i en rekke europeiske land. Disse opplysningene kan sammenliknes med nasjonale kilder: Tilsvarende opplysninger for Frankrike fins i Direction de Gaz, de l'Electricité et du Charbon (1993) og for Vest-Tyskland i Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft.

For ytterligere opplysninger:

Adelman, M. A. og M. C. Lynch (1986): "Natural Gas Trade in Western Europe: The permanent Surplus" i *Western Europe Natural Gas Trade*, Final report, Center for Energy Policy Research. Energy Laboratory, MIT.

Blitzer, C. R. (1986): "Western European natural Gas Trade Model" i *Western Europe Natural Gas Trade*, Final report, Center for Energy Policy Research., Energy Laboratory. MIT.

British Petroleum (årlig): *Review of World Gas*, London.

British Petroleum (årlig): *Statistical Review of World Energy*, London.

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (årlig): *Gasstatistik*, Bonn.

Dahl, C. og E. Gjelsvik (1993): European natural Gas Survey, *Resources Policy*, September 185-204.

Department of Energy (årlig): *Development of the Oil and Gas Resources of the United Kingdom*, London.

Direction de Gaz, de l'Electricité et du Charbon (1993): *Rapport d'activité. Ministère de l'Industrie et du Commerce Extérieur*. France.

Eurostat (årlig): *Energy*, Luxembourg.

Figaz (årlig): *Statistical Yearbook*.

IEA (årlig): *Energy Prices and Taxes*, International energy Agency, Paris.

IEA (årlig): *Oil and Gas Information*, International energy Agency, Paris.

International Institute for Applied Systems Analysis IIASA (1987): International natural Gas Market, Working Paper. WP-87-102.

Intergas Marketing (1993): *The Domestic Gas Market*, Gaz de France.

Ministerie van Economische Zaken (årlig): *Oil and gas in the Netherlands*, The Hague.

Nærings- og energidepartementet (årlig): *Faktaheftet*, Oslo.

Oljedirektoratet: *Årsberetningene*, Stavanger.

Strubegger. M. and S. Messner (1986): The Influence of technological Changes on the Cost of Gas Supply, Working paper from the International Institute for Applied Systems Analysis IIASA. WP-86-38.

Wood Mackenzie: North Sea Service and North West Europe Service.

Utkommet i serien Notater fra Forskningsavdelingen

- 94/13 B. Holtsmark: Tjenesteytende virksomhet i Norge. Revidert versjon, august 1994
- 94/15 T. Eika, S.I. Hove og L. Haakonsen: KVARTS i praksis. Macro-systemer og rutiner
- 94/17 E. Bowitz og I. Holm: Nye relasjoner i MODAG, januar 1994. Teknisk dokumenta-sjon
- 94/18 Y. Vogt: Innføring i FAME
- 94/22 M.W. Arneberg: LOTTE-TRYGD. Teknisk dokumentasjon
- 95/5 D. Fredriksen: MOSART Teknisk dokumentasjon
- 95/7 K. Olsen: Nytte- og kostnadsvirkninger av en norsk oppfyllelse av nasjonale utslipps-målsettinger
- 95/15 T. Karlsen: Optimal karbonbeskatning og virkningen på norsk petroleumsformue
- 95/17 Å. Cappelen, T. Skjerpen og J. Aasness: Konsumetterspørsel, tjenesteproduksjon og sysselsetting. En mikro til makroanalyse
- 95/24 H.T. Mysen: Nordisk energimarkedsmodell. Dokumentasjon av delmodell for energi-etterspørsel i industrien
- 95/26 I. Aslaksen, T. Fagerli og H.A. Gravningmyhr: Produksjon og konsum i husholdningene
- 95/29 B.E. Naug: Eksport- og importlikninger i KVARTS
- 95/31 B.E. Naug: Etterspørsel etter arbeidskraft - en litteraturoversikt
- 95/35 T.J. Klette: Vekst og produktivitet i norsk industri. Hovedrapport fra et NFR-prosjekt
- 95/40 L. Lerskau: Oversikt over konjunktur-indikatorer i databasen NORMAP og FAME
- 95/46 B.E. Naug: Estimering av eksportrelasjoner på disaggregerte kvartalsdata
- 95/47 K. Moum: Beregning av bruttoproduksjon og eierinntekt i boligsektoren i nasjonal-regnskapet - noen metodiske synspunkter
- 95/52 T. Kornstad: Simulering av konsum og arbeidstilbud i et livsløpsperspektiv
- 95/56 A. Langørgen: Faktorer bak kommunale variasjoner i utgifter til sosialhjelp og barnevern
- 95/58 T. W. Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010
- 96/3 I. M. Smestad: Valg under usikkerhet: En analyse av eksperimentdata basert på kvalitative valghandlingsmodeller
- 96/8 B. Lian og K. O. Aarbu: Dokumentasjon av LOTTE-AS
- 96/9 D. Fredriksen: Datagrunnlaget for modellen MOSART, 1993
- 96/10 S. Grepperud og A. C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM
- 96/16 K. Gerdrup: Inntektsfordeling og økonomisk vekst i norske fylker: En empirisk studie basert på data for perioden 1967-93
- 96/31 A. Bruvoll og H. Wiig: Konsekvenser av ulike håndteringsmåter for avfall
- 96/33 M. Rolland: Militærutgifter i Norges prioriterte samarbeidsland
- 96/35 A.C. Hansen: Analyse av individers preferanser over lotterier basert på en stokastisk modell for usikre utfall
- 96/36 B.H. Vatne: En dynamisk spillmodell: Dokumentasjon av dataprogrammer
- 96//44 K.G.Lindquist og B.E.Naug: Makro-økonometriske modeller og konkurranseevne.
- 96/45 R. Golombek og S. Kverndokk (red.): Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.

Statistisk sentralbyrå

Oslo
Postboks 8131 Dep.
0033 Oslo

Telefon: 22 86 45 00
Telefaks: 22 86 49 73

Kongsvinger
Postboks 1260
2201 Kongsvinger

Telefon: 62 88 50 00
Telefaks. 62 88 50 30

ISSN 0806-3745



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway