



FINN ROAR AUNE
seniorrådgiver,
Statistisk Sentralbyrå
og CREE



ROLF GOLOMBEK
seniorforsker,
Frischsenteret og
CREE



**HILDE HALLRE LE
TISSIER**
forskningsassistent,
Frischsenteret og
CREE



STEFAN JAEHNERT
forsker,
SINTEF Energi



STEVE VÖLLER
forsker,
SINTEF Energi



OVE WOLFGANG,
forsker,
SINTEF Energi

Mot et grønnere Europa:

Virksomheter av EUs klimapolitikk for 2030¹

Denne artikkelen benytter den numeriske likevektsmodellen LIBEMOD til å analysere effekter av EUs klimamål for 2030: Hvordan påvirker denne politikken investeringer i energisektoren, produksjon av energi, handel med energi og konsum av energi? Vil denne politikken gi en fornybarandel på minst 27 prosent, eller må EU innføre særskilte tiltak for å nå fornybarmålet på 27 prosent? Artikkelen bruker også modellene LIBEMOD og Samkjøringsmodellen - en partiell modell for kraftmarkeder - til å undersøke konsekvensene for kraftmarkedet av EUs klimapolitikk for 2030. Vi finner at andelen vind- og solkraft er lavere i Samkjøringsmodellen (fin tidsoppløsning) enn i LIBEMOD (grov tidsoppløsning).

1. INNLEDNING

I oktober 2014 vedtok Europarådet EUs energi og klimapolitikk for 2030, se European Council (2014). Politikken tar utgangspunkt i EUs mål for 2020 – utslippene av drivhusgassene skal være 20 prosent lavere enn i 1990,

¹ Dette prosjektet er finansiert gjennom Norges forskningsråds bevilgning til CREE – Oslo Centre for Research on Environmentally friendly Energy. Takk til en anonym fagkonsulent for mange nyttige kommentarer til et tidligere utkast.

fornybarandelen i sluttkonsumet skal være 20 % og energieffektiviteten skal bedres med 20 %. Den vedtatte politikken må også ses i sammenheng med EUs ambisjoner om at utslippene av drivhusgassene i 2050 skal være minst 80 prosent lavere enn i 1990, se European Commission (2011a; 2011b).

Det ligger en lengre politisk prosess bak den nye politikken. En milepæl var Europakommisjonens forslag fra

januar 2014 som la opp til at utslipp av drivhusgasser i 2030 skal være 40 prosent lavere enn i 1990, se European Commission (2014). Det foreslåtte klimamålet skulle realiseres ved at utslippene innenfor den kvotepliktige sektoren (ETS - European Trading System), dvs. hele elektrisitetssektoren, petroleumssektoren og store deler av industrien, skulle være 43 prosent lavere i 2030 enn det de var i 2005. Det tilsvarende tallet for øvrige sektorer (non-ETS) var 30 prosent. Basert på modellberegninger la Europakommisjonen til grunn at implementering av forslaget ville gi en fornybarandel i sluttkonsumet på 27 prosent. Kommisjonen foreslo derfor at fornybarandelen i 2030 skal være 27 prosent; hvis modellberegningene slo til, ville det ikke bli nødvendig å innføre stimulerings tiltak for å nå den foreslåtte fornybarandelen.

Kommisjonens forslag utløste en omfattende debatt om hvilke typer målsettinger som bør inngå i energi- og klimapolitikken, samt hvor ambisiøse disse bør være: Bør utslippsmålet være mer ambisiøst enn 40 prosent? Bør fornybarandelen være høyere enn 27 prosent slik at fornybarpolitikken får en selvstendig rolle? Bør det også for 2030 være målsettinger om energieffektivitet og mer detaljerte føringer for hvor forbedret energieffektivitet skal hentes ut? Til slutt landet Europarådet på et kompromiss som i hovedsak følger Kommisjonens forslag fra januar 2014 (40 prosent utslippsreduksjon, 27 prosent fornybarandel). I tillegg ble det vedtatt et indikativt mål om forbedret energieffektivitet på 27 prosent.

Det er to formål med denne artikkelen. Det ene formålet er å benytte den numeriske likevektsmodellen LIBEMOD til å analysere effekter av EUs klimamål for 2030: Hvordan påvirker denne politikken investeringer i energisektoren, produksjon av energi, handel med energi og konsum av energi? Hva blir prisene på energi for produsenter og konsumenter som følge av den nye klimapolitikken? Vil denne politikken gi en fornybarandel på minst 27 prosent, eller må EU innføre tiltak for å nå en fornybarandel på 27 prosent?² Det andre formålet er å undersøke konsekvensene for kraftmarkedet spesielt ved bruk av to ganske forskjellige modeller: LIBEMOD og Samkjøringsmodellen.

LIBEMOD er en energimarkedsmodell som har blitt utviklet i et samarbeid mellom Frischsenteret og Statistisk sentralbyrå over en årrekke. Modellen

² Ettersom energieffektivitetsmålet kun er tentativt, og det så langt ikke har blitt publisert informasjon som gjør det mulig å kvantifisere hva denne målsettingen vil innebære for (nivået på) energikonsumet i 2030, er ikke dette målet inkludert i vår analyse.

omfatter hele energimarkedet i Europa, både mht. land, energivirker og aktiviteter, men har en forenklet tidsstruktur. Samkjøringsmodellen har blitt utviklet av SINTEF Energi over flere tiår. Dette er en optimeringsmodell for kraftmarkeder, med spesielt fokus på vannkraft, fin tidsoppløsning og betydning av usikkerhet i klimavariabler som tilsig, vind- og solkraft og temperatur.

2. NUMERISKE LIKEVEKTSMODELLER

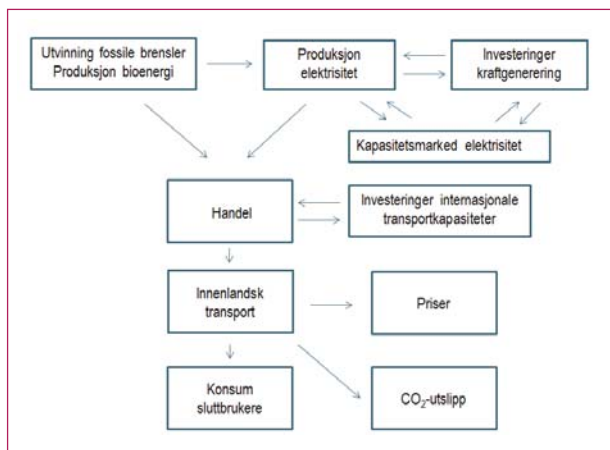
2.1 Modelltyper

I modellering og simulering av kraftmarkedet møtes ulike faglige tradisjoner. Det finnes mange modelltyper og metoder. En vanlig kategorisering er å skille mellom top-down og bottom-up modeller.

Anvendte generelle likevektsmodeller er top-down modeller. Disse bygger på mikroøkonomisk teori og rommer førsteordensbetingelser for beslutningsvariable og likevektsbetingelser. I beskrivelsen av teknologi og nyttefunksjoner brukes ofte et nøstet system av funksjoner med konstant substitusjonselastisitet (CES); Leontief-teknologi og Cobb-Douglas-teknologi er spesialtilfeller av CES. Noen av modellens parametere estimeres/anslås, mens øvrige parametere kalibreres mot statistikk, for eksempel fra et gitt historisk år. Når systemet er kalibrert, kan en undersøke virkninger på variablene av endrede parameterverdier. Økonommiljøer utvikler gjerne denne typen modeller. Ofte omfatter modellene mange markeder. Se for eksempel Wing (2004) for mer informasjon om denne modelltypen.

I bottom-up modellering ønsker en å gi en detaljert teknologisk beskrivelse. Modellene løses som regel ved numerisk optimering, for eksempel minimering av totale systemkostnader. Teknologibeskrivelse, likevekter og andre begrensninger inngår som restriksjoner i optimeringsproblemet. En fordel med denne tilnærmingen er at en ikke trenger å utlede til dels komplekse førsteordensbetingelser for enkeltaktører. På den andre siden er det utfordrende å modellere markedsimperfeksjoner, og det er ingen garanti for at slike modeller kan reprodusere et gitt historisk år eksakt. Denne modelltypen utvikles gjerne i ingeniørmiljøer. Eksempler på norske top-down modeller som inkluderer kraftmarkedet er MSG og LIBEMOD. Eksempler på bottom-up modeller er MARKAL/TIMES og Samkjøringsmodellen.

Første velferdsteorem angir at velfungerende (perfekte) markeder leder til effektiv utnyttelse av ressursene. Under ellers like forutsetninger må en derfor få samme resultat



Figur 1: Den numeriske energimarkedsmodellen LIBEMOD

enten en setter opp problemet som en markedsluke med optimerende enkeltaktører eller som en systemoptimering. Det er vel kjent at førsteordensbetingelsene fra en systemoptimering nettopp gir et likningssett som fullt ut samsvarer med det likningssettet en utleder ved en aktørbasert modellering, alt annet likt og gitt perfekt konkurranse.

2.2 LIBEMOD

LIBEMOD er en numerisk likevektsmodell for energimarkedene i Europa. Modellen gir en detaljert beskrivelse av aktiviteter i energimarkedene: investeringer i infrastruktur og kraftverk, utvinning av brenslers, produksjon av elektrisitet, handel og transport av energi, samt konsum av energi blant sluttbrukere, se Figur 1. Modellen omfatter åtte energivarer og 30 europeiske land (de 27 landene som var EU-medlemmer i 2009 samt Island, Norge og Sveits; EU-30), samt land og regioner utenfor Europa. LIBEMOD fastlegger et konsistent sett med likevektspriser og -kvanta for hele verdikjeden i energimarkedene, inkludert markedspriser for transport av elektrisitet og gass mellom europeiske land. I tillegg beregner LIBEMOD utslippet av CO₂ fordelt på land og sektorer.

I hvert av de 30 europeiske (LIBEMOD-) landene kan det generelt utvinnes fem typer fossile brenslers (tre typer kull, gass og olje), og det kan fremstilles to typer bioenergi; biomasse (brukt som innsatsfaktor i biokraftanlegg) og biodrivstoff (brensel i transportsektoren). Elektrisitet kan produseres i termiske verk der enten et fossilt brensel (to typer kull, gass, olje), biomasse eller uran benyttes som innsatsfaktor. Alternativt er kraftteknologiene fornybare; LIBEMOD har tre typer vannkraft, samt vindkraft og solkraft. Beholdningen av kraftverk omfatter eksisterende

verk i modellens basisår (2009), samt nye verk. De siste blir etablert hvis de er lønnsomme. Over tid depresieres beholdningen av kapital.

Handel med elektrisitet mellom par av land krever transmissjonslinjer. På et gitt tidspunkt er disse kapasitetene predeterminerte, men gjennom lønnsomme investeringer utvides kapasitetene. Også internasjonal handel med gass krever infrastruktur; gassrørkapasitetene utvides hvis det er lønnsomt. Kapasitetene for både gassrør og transmissjonslinjer depresieres over tid.

Energi etterspørres av to typer aktører. For det første etterspør termiske kraftverk energi – deres etterspørsel følger fra produsentens optimeringsproblem (se nedenfor). For det andre har hver sluttbrukergruppe (husholdningssegmentet, tjenestesegmentet, industri og transport) i hvert (EU-30) land et konsistent etterspørselssystem for alle typer energi – dette er utledet fra en CES nyttefunksjon som er definert over mange energivarer og tidsperioder.

Den mest detaljerte modellblokken i LIBEMOD omfatter tilbud av elektrisitet. Kraftprodusentene fastlegger i) hvor mye av den installerte kapasiteten (som ikke allerede er deprimert) som skal vedlikeholdes, ii) hvordan den vedlikeholdte kapasiteten skal fordeles mellom kraftproduksjon og salg av ledig kapasitet til et kapasitetsmarked³, og iii) elektrisitetsproduksjonen i hver tidsperiode; i LIBEMOD skilles det mellom to sesonger (sommer og vinter) og mellom to perioder i døgnet (dag og natt), dvs. det er fire tidsperioder i modellen. Dette optimeringsproblemet løses under hensyntagen til noen teknologirestriksjoner: a) installert kapasitet må vedlikeholdes for at den kan anvendes til økonomisk aktivitet, b) vedlikeholdt kapasitet fastlegger maksimal momentan produksjon, og c) deler av året må anlegget stenges for å utføre reparasjoner og vedlikehold. LIBEMOD angir i tillegg teknologispesifikke restriksjoner; for magasinkraft setter magasinet en øvre skranke på mengden vann som kan overføres mellom årstider. Dessuten fastlegger tilsiget av vann, sammen med vannmengden i reservoaret i begynnelsen av en periode, samlet tilgang på vann i denne perioden. Dette vannet kan benyttes til kraftproduksjon eller overføres til neste periode.

³ I LIBEMOD er det nasjonale kapasitetsmarkeder der en regulator kan etterspørre vedlikeholdt kapasitet (effekt) som ikke benyttes til kraftproduksjon. Regulator har et krav om å kjøpe opp ledig, vedlikeholdt kapasitet for å sikre sikker drift i tilfelle uforutsette forhold inntreffer, for eksempel bortfall av vind- og solkraft.

For vind- og solkraft er produksjonen avhengig av installert kapasitet og antall vind- og soltimer i løpet av en periode. Både antall vindtimer og antall soltimer varierer mellom land og mellom områder innen et land. I LIBEMOD er det antatt at det beste området i et land (i økonomisk forstand) utbygges før det nestbeste området, osv. Videre er det antatt at i et bestemt år er det en eksogen gitt tilgang til områder som kan benyttes til vind- og solkraft. Investeringer i både vind- og solkraft bestemmes ut fra lønnsomhet, og vil avspeile naturgitte forhold (en funksjonell sammenheng mellom gjennomsnittlig antall vind-/soltimer i løpet av et år og utbygget kapasitet), regulatoriske forhold (størrelsen på landarealet som er tilgjengelig for utbygging), teknologiske forhold (tekniske forhold ved en vindmølle, tekniske forhold ved solpaneler, dvs. andelen av mottatt solenergi som omformes til elektrisitet) og rene økonomiske forhold (prisen på en vindmølle, prisen på solpaneler, elektrisitetsprisen).

LIBEMOD kan kjøres under alternative antakelser om markedsstruktur. I denne artikkelen analyserer vi energimarkedene i 2030 og i tråd med en rekke EU-beslutninger, senest etableringen av energiunionen sen vinteren 2015, har vi lagt til grunn at alle energimarkedene i EU er effektive, både på tvers av energivarer (elektrisitet og gass) og på tvers av aktiviteter (produksjon, transport og distribusjon) i 2030. Vi viser til Aune mfl. (2008) for en grundig innføring i en tidligere versjon av LIBEMOD samt til LIBEMOD (2014) for en dokumentasjon av den siste utvidelsen og oppdateringen av modellen og datagrunnlaget.

2.3 Samkjøringsmodellen

Kraftforsyningen i Norge har tradisjonelt vært dominert av vannkraft med store vannmagasiner. Tilsiget til magasinene er avhengig av værforhold som varierer fra år til år, og magasinvannet kan lagres mellom uker og år. En optimal disponering balanserer blant annet hensyn til å produsere når prisen er høy, unngå flom og oppnå høy virkningsgrad. Naturlig variasjon i klimarelaterte variable har derfor alltid vært en sentral del av planleggingsverktøyene for det norske kraftsystemet som har blitt utviklet for produsenter og myndigheter.

Samkjøringsmodellen, se for eksempel Wolfgang mfl. (2009), er en optimeringsmodell for kraftsystemet. Ulike brukere av denne modellen har egne datasett, så både områdeoppdeling, systemgrenser og andre forutsetninger kan variere. Tidsoppløsningen er én uke for noen variabler (f.eks. magasinbeholdning), og minimum én time for andre variable (f.eks. produksjon). Vannkraften kan spesifiseres

på detaljert nivå bl.a. med magasiner, vannveier i vassdrag, stasjoner og virkningsgrader. Tilsigsvariasjonen for ulike områder beskrives av statistikk, som for Norge utarbeides av NVE. For gasskraft, kullkraft og annen varmekraft spesifiseres typisk virkningsgrader, type brensel, installert kapasitet, innad-i-året tilgjengelighet og eventuelt startkostnader. Vind- og solkraft kan spesifiseres med energiserier, dvs. en produksjon som er avhengig av værforhold men ikke av pris. Overføringsnett mellom ulike områder har en gitt kapasitet og et overføringstap. Det finnes påbygninger til Samkjøringsmodellen som inkluderer detaljert lastflyt og håndtering av eventuell overlast.

Optimeringen i Samkjøringsmodellen består av to deler. Først beregnes strategier for vannkraftproduksjon; en magasinproducent må fastlegge tapping fra magasinet under usikkerhet om fremtidig tilsig. Deretter gjøres en simulering der en bruker strategiene for vannkraft sammen med ulike realisasjoner av klimavariabel. I strategiberegningen beregnes først en residual etterspørselsfunksjon for vannkraft for hvert område (all vannkraft aggregeres per område) med heuristiske metoder. Deretter beregnes marginalverdien av vann – såkalte vannverdier – ved bruk av stokastisk dynamisk programmering (SDP). Vannverdien er alternativkostnaden for bruk av vann, og under simulering representerer disse en marginal produksjonskostnad for vannkraft.

Simuleringen starter i uke nr. 1 for det første klimaåret en skal simulere, f.eks. 1970. Startfyllingen for magasinene må angis for hvert område. For den første uken minimeres totale kostnader i det simulerte systemet, f.eks. kraftsystemet i Europa, også hensyntatt mulige forbruksreduksjoner, i et lineært programmeringsproblem (LP). Realisasjonen for alle klimavariabel (tilsig, vind, sol, temperaturer) i ulike land settes i henhold til statistikken for aktuell periode (time, uke, år). Beregnet kraftpris er dualverdien (skyggeprisen) på balansen mellom tilgang og anvendelse for elektrisk kraft i hvert område og i hver periode.

Etter simuleringen for en gitt uke allokeres vannkraften ut i den detaljerte beskrivelsen etter en regelbasert metode. Dersom det er brudd på noen detaljerte restriksjoner, eller virkningsgraden blir annerledes enn forutsatt i LP-løsningen av problemet, justeres den aggregerte beskrivelsen av vannkraft og det gjøres en ny simulering for denne uken. Magasinbeholdningen ved utgangen av uken registreres, og så gjøres en LP-simulering for uke nr. 2. Slik fortsetter en til den siste simulerte uken i planleggingsperioden,

f.eks. uke 52. Deretter gjøres en simulering for uke nr. 1 i det andre klimaåret, f.eks. 1971.

Det benyttes to simuleringsstrategier. Begge strategiene bruker historiske data, for eksempel for tilsig av vann. Hvert historiske år er representert ved en tidsserie (over året). Ved seriesimulering bruker en de historiske seriene til å simulere et fremtidig år. Først spesifiseres magasinfyllingen for uke 1 i det første historiske året som skal simuleres. Deretter simuleres resten av året med de historiske dataene fra dette året. Så settes startfyllingen for uke 1 i det neste året lik sluttfyllingen i det første året, og historiske data fra det andre året benyttes til å simulere resten av året, osv. Variasjonen over hvert av årene benyttes til å karakterisere variasjonen i det fremtidige året. Termen seriesimulering avspeiler at simuleringen utføres som én lang serie.

En alternativ strategi er parallellsimulering, som typisk utføres når en lager prognoser. Her simulerer en med hver historiske tidsserie separat fra et felles utgangspunkt, nemlig den faktiske magasinfyllingen på et bestemt tidspunkt i hvert område. Magasinbeholdningen om t uker vil derfor variere mellom simuleringene. Termen parallellsimulering avspeiler at hver simulering tar utgangspunkt i det samme startpunktet, nemlig faktisk magasinfylling på et bestemt tidspunkt. I denne artikkelen har en brukt seriesimulering. Siden en ikke vet hva fyllingsgraden kommer til å bli ved starten av et fremtidig år f.eks. 2030, brukes seriesimulering når en gjør investeringsanalyser. Som beskrevet foran, fører dette til at startfyllingen for uke 1 blir forskjellig for ulike klimaår når beregnet strategi for vannkraft anvendes i uke-for-uke optimaliseringen for ulike klimaår.

Samkjøringsmodellens investeringsmodul (Jaehnert mfl. 2013) er en iterativ prosess der modellen kjøres med ulike kapasiteter. Basert på simulerte priser i en iterasjon beregnes lønnsomheten for alle investeringsopsjonene. For lønnsomme prosjekter fases det inn en viss mengde (MW) ny kapasitet før modellen kjøres på nytt og nye priser beregnes. Innfaset kapasitet kan fases ut i senere iterasjoner dersom investeringen er ulønnsom. Denne prosessen fortsetter til det ikke er lønnsomt å investere mer, og alle gjennomførte investeringer er lønnsomme.

2.4 Modellenes egnethet for analysen

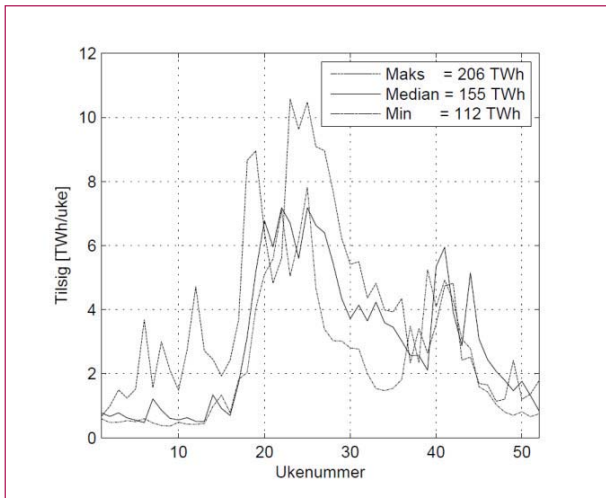
Energimarkedsmodeller brukes ofte til å avdekke overordnede utviklingstrekk, og for å analysere konsekvenser av ulike tiltak. For eksempel har Samkjøringsmodellen blitt brukt til å analysere utviklingen av transmisjonsnett i Europa i ulike framtidsscenarioer. Formålet med

slike analyser er imidlertid ikke å gi eksakte svar på optimal dimensjonering for spesifikke prosjekter, som bl.a. kan være avhengig av standardstørrelser på teknologiske moduler som ikke er representert i detalj i energisystemmodellene. I mange tilfeller vil også en investor ta hensyn til flere usikre faktorer enn dem som inngår i modellene. Energimarkedsmodellene kan likevel bidra til forståelse av overordnede utviklingstrekk, og ulike modeller kan være komplementære med ulike styrker. Samkjøringsmodellen har god representasjon av variasjon og usikkerhet for klimavariabel. Dette har alltid vært viktig for i det nordiske kraftmarkedet, og får økende betydning for Europa pga. økende mengder fornybar kraft. Investeringene som beregnes av Samkjøringsmodellen vil derfor reflektere klimavariasjonen. På den andre siden er Samkjøringsmodellen en partiell modell, slik at en ikke får med interaksjon f.eks. mellom kraft-, gass-, og kullmarkeder.

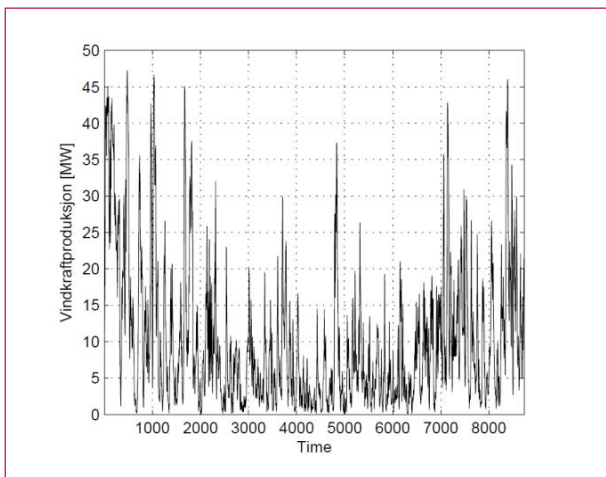
LIBEMOD er en numerisk modell som er bygget for å analysere hvordan energi- og klimapolitikk virker innenfor en markedsøkonomi der private aktører tar beslutninger om investeringer, produksjon, handel og konsum av en rekke energivarer. Modellkjøreren pålegger myndighetskrav i form av kvantitative restriksjoner, for eksempel en restriksjon på utslippene av CO₂ og/eller pålegger en minimum fornybarandel, og angir hvilke virkemidler (skatter, kvoter, avgifter) som skal benyttes for å realisere disse målsettingene. Modellen beregner nivået på virkemidlene som sikrer måloppnåelse, samt de nye likevektsverdiene i energimarkedene der interaksjon på tvers av beslutninger og energimarkeder tas hensyn til.

2.5 Tilpasning av data til Samkjøringsmodellen

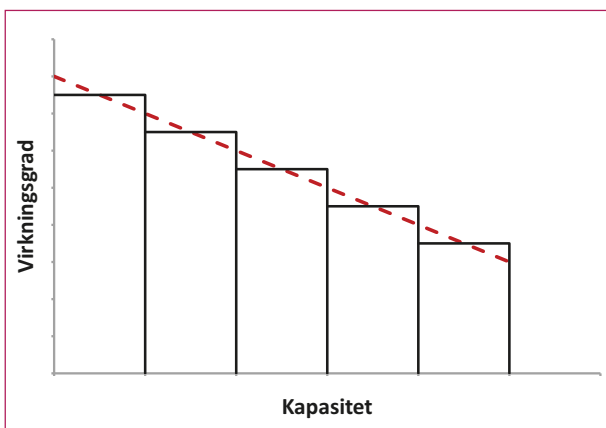
I dette prosjektet er inngangsdata til Samkjøringsmodellen i størst mulig grad tilpasset det som er lagt til grunn i LIBEMOD. Dette gjelder både forhold/variable som er eksogene (gitte) i LIBEMOD, for eksempel områdeoppdeling, og modellbestemte variable i LIBEMOD som kapasiteter, priser på fossile brensler og årsforbruk av elektrisitet. Andre nødvendige tilpassinger av inngangsdata til Samkjøringsmodellen omfatter finere tidsoppløsning for forbruk og fornybar produksjon, representasjon av usikkert vær og diskretisering av marginalkostnadskurvene for termisk kraftproduksjon. For vind- og solkraft inngår tids-serier med 1 times oppløsning for 75 klimaår. For forbruk er det en innad-i-året forbruksprofil med tidsoppløsning på 1 time. For vannkraft inngår regulert og uregulert tilsig med ukeoppløsning for 75 år.



Figur 2: Tre utvalgte år for tilsig til vannkraftsystemet i Norge



Figur 3: Ett år med vindkraftproduksjon i Tyskland



Figur 4: Prinsippskisse for beregning av virkningsgrader til Samkjøringsmodellen (per land og teknologi med initial kapasitet)

Figur 2 viser variasjonen i tilsig av vann til vannkraftsystemet i Norge innad i et år og mellom år. Alle serier som viser variasjon i værforholdene (tilsig av vann, vindtimer og solinnstråling) stammer fra SUSPLAN prosjektet, og fins for hvert land. Observert variasjon i en serie – både innad i et år og mellom år - benyttes til å karakterisere variasjonen i det året (2030) som studeres: Vindkraftproduksjonen i Samkjøringsmodellen avspeiler denne variasjonen og antatt installert vindkraftkapasitet. Forbrukseriene er basert på data som er publisert av ENTSO-E for hvert land.

Figur 3 viser vindkraftproduksjonen i Tyskland for et år med median årsproduksjon. Vindkraftproduksjonen er beregnet ut ifra enkle vindparker og/eller vindmøller med tilhørende vindhastigheter. Den samme fremgangsmåten er brukt for solkraft. Tidsseriene for vindhastighetene er basert på Reanalysis data, se NOAA/OAR/ESRL PSD, mens tidsseriene for solstråling er fra NASA.

I LIBEMOD er virkningsgraden for termisk kraftproduksjon uniformt fordelt, dvs. det er en lineær (fallende) sammenheng mellom virkningsgrad og (sektorens) kapasitet. I Samkjøringsmodellen har vi delt kapasiteten i fem trinn med lik størrelse. I hvert trinn er virkningsgraden konstant, se Figur 4.

3. RESULTATER

3.1 LIBEMOD-resultater

LIBEMOD krever anslag for en rekke kostnadsparametere, etterspørselastisiteter og andre parametere for at en kan generere en kjøring med modellen, se LIBEMOD (2014). For et gitt sett av slike anslag finner modellen konsistente priser og kvanta for alle energivarer i hvert av de 30 europeiske landene som er omfattet av modellen, samt verdensmarkedspriser for kullprodukter, olje og biobrensel. EUs klimamål for 2030 - utslippet av drivhusgassene skal være 40 prosent lavere enn i 1990 - har blitt transformert til et utslippsmål for CO₂ siden LIBEMOD omfatter kun denne drivhusgassen. Deretter er CO₂-utslippet fordelt mellom ETS- og non-ETS-sektorene. Disse to klimamålene er implementert ved hver sin felles EU-pris på CO₂-utslipp.⁴

Nedenfor diskuterer vi først resultatene fra LIBEMOD for ulike energivarer. Deretter sammenlikner vi LIBEMOD-resultatene for kraftmarkedet med resultater fra

⁴ I denne studien legger vi til grunn at EU har et felles klimamål for non-ETS-sektoren. EU har signalisert at dette målet vil senere brytes ned til nasjonale mål.

Samkjøringsmodellen. Her skiller vi mellom to tilfeller: i) Samkjøringsmodellen tar for gitt de modellbestemte kapasitetstallene (for elektrisitetsproduksjon) fra LIBEMOD, og ii) Samkjøringsmodellen bestemmer egne kapasiteter når faktorene som bestemmer denne variabelen er mest mulig harmonisert med antakelsene som er lagt til grunn i LIBEMOD.

Figur 5 viser samlet energiforbruk for EU-30, dvs. konsum av alle modellens energivarer (fossile brenslere, bioenergi og elektrisitet). Det er ikke opplagt hvordan en skal beregne samlet energikonsum. I figuren måler vi all bruk av brenslere (olje, kull, gass og bioenergi) i Mtoe. Videre er produksjon av elektrisitet som ikke er basert på brenning av disse brenslere (atomkraft, vannkraft, vindkraft og solkraft), transformert fra TWh til Mtoe ved å bruke en parameter som angir teoretisk energiinnhold. Merk at dette målet for energiforbruk ikke fanger opp at virkningsgraden av energi (i for eksempel kraftverk) varierer, og heller ikke at brukernes nytte av energi varierer mellom brenslere og anvendelser. LIBEMOD angir imidlertid kraftverkernes effektivitet (gjennom effektivitetsfordelinger som varierer mellom land, teknologi og kraftverk) og også sluttbrukernes nytte av energikonsum (gjennom en flertrinns CES nyttefunksjon). Modellens tall for sluttbrukernes nytte av energi avspeiler derfor de viktigste forholdene ved energi.

Fra Figur 5 ser vi at forbruket av samlet energi er litt lavere i 2030 (tre prosent) enn det var i 2009. Denne totaleffekten kan dekomponeres i to. På den ene siden øker etterspørselen etter energi fra sluttbrukerne som følge av økonomisk vekst. Denne partielle effekten avhenger av tre forhold: vekstratene, inntektselastisitetene (prosentvis økning i etterspørselen når inntekten stiger med én prosent) og energieffektiviteten.⁵ På den annen side innebærer klimamålene prising av utslipp av CO₂. En slik politikk øker prisene på energivarer, og dermed reduseres etterspørselen etter energi. Iht. Figur 5 er nettovirkingen av de to effektene omtrent null.

Figur 6 viser kraftproduksjon og -kapasiteter i 2009 og 2030. Tallene for 2009 er basert på IEA/OECD statistikk, mens 2030-tallene følger fra modellkjøringen. 2030-kapasitetene avspeiler 2009-kapasitetene, vedtatte beslutninger om innfasing og utfasing av kraftverk frem til 2020, depresiering av kapasitetene etter 2020 og modellbestemte

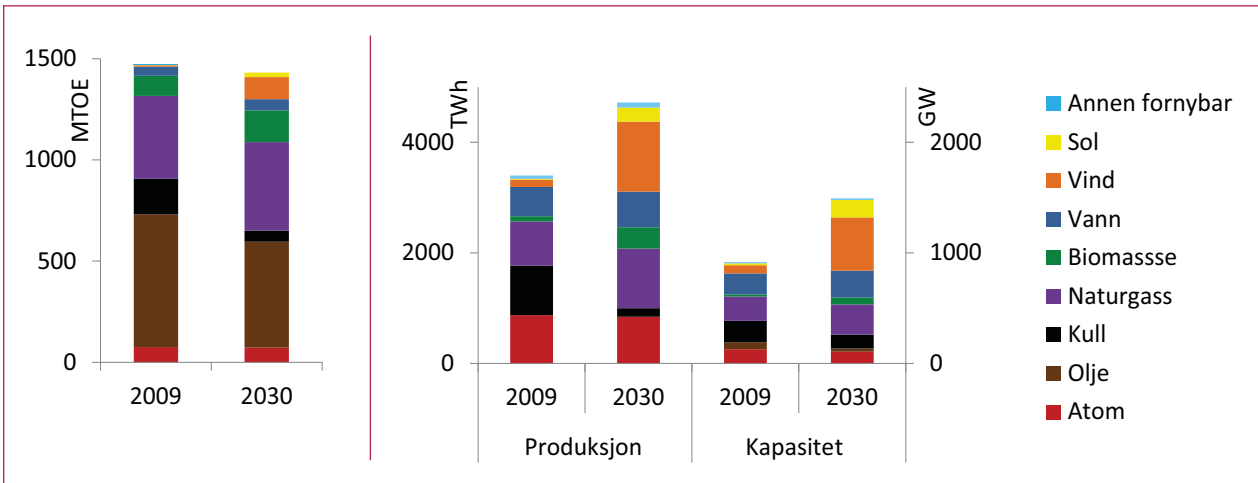
investeringer etter 2020. Det er imidlertid ikke tillatt å investere i atomkraft (i modellen). Figuren viser at 2030-kapasitetene er betydelig høyere (63 prosent) enn i 2009. Det er en kraftig økning i kapasitetene for vindkraft og solkraft, mens kapasitetene for biokraft og vannkraft øker moderat. Vi ser de samme tendensene for produksjon av elektrisitet, men effektene er svakere fordi antall vindtimer og soltimer i løpet av et år er mye lavere enn ordinær driftstid for termiske kraftverk. Samlet kraftproduksjon stiger med nesten 40 prosent fra 2009 og når 4722 TWh i 2030.

Virkningene i kraftmarkedet avspeiler både økt etterspørsel etter elektrisitet fra sluttbrukerne og endrede priser på brenslere: For å nå ETS-klimamålet må det innføres en pris på utslipp av CO₂ på 35 euro per tonn CO₂. Dermed bedres konkurranseposisjonen til fornybar kraftproduksjon (bio, vann, vind og sol) mens fossilbaserte teknologier svekkes: Markedsandelen for fornybar kraft stiger fra 24 prosent i 2009 til 57 prosent i 2030. Kullkraft er den store taperen, se Figur 6, mens produksjon av gasskraft faktisk øker (med 278 TWh). Denne produksjonsøkningen avspeiler at gasskraft bedrer sin konkurranseposisjon ift. kullkraft (lavere CO₂-utslippskoeffisient), men svekker sin konkurranseposisjon ift. fornybare teknologier. Disse to effektene er omtrent like sterke i den forstand at gasskraftens markedsandel er den samme i 2009 og 2030 (23 prosent); økningen i gasskraftproduksjonen er derfor drevet frem av den generelle etterspørselsøkningen etter kraft.

Som angitt ovenfor har EU besluttet at i 2030 skal fornybarandelen i sluttkonsumet være 27 prosent. Figur 7 viser fornybarandelen i 2030 for hvert EU-30 land og totalt for EU-30. Fornybarandelen er definert som i) summen av fornybar elektrisitetsproduksjon (bortsett fra biokraft) og samlet bruk av bioenergi delt på ii) samlet energikonsum blant sluttbrukerne. Land med høy fornybar elektrisitetsproduksjon, og som er nettoeksportører av energi, oppnår en fornybarandel på over 50 prosent; dette er tilfelle for bl.a. Island og Norge.⁶ For EU-30 er fornybarandelen 25,9 prosent, dvs. marginalt lavere enn 27 prosent målet. Merk at vår analyse er utført under forutsetning om at alle nåværende nasjonale fornybarstøtteordninger er kansellert. Dette er en urealistisk forutsetning – selv om en del støtteordninger trolig kan bli nedtonet eller faset ut over tid, vil det trolig være omfattende nasjonale støtteordninger også

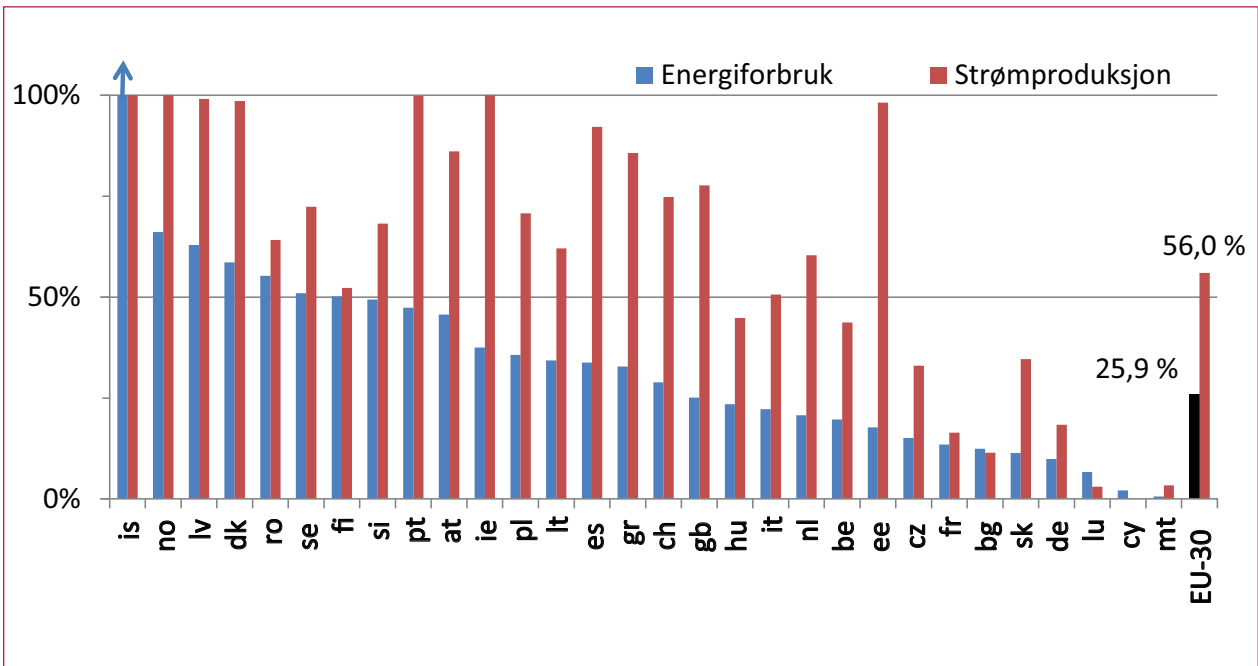
⁵ Inntektselastisitetene i LIBEMOD er kalibrert slik at de er konsistente med «the Current Policy Scenario» i World Energy Outlook 2011, se IEA (2011). I dette scenarioriet er den årlige energieffektivitetsraten 1,6 prosent.

⁶ Den blå pila i figur 7 avspeiler at Islands fornybarandel er høyere enn 100 prosent.



Figur 5: Energibruk totalt for EU-30

Figur 6: Produksjon (TWh) og installert kapasitet (GW) for elektrisk kraft



Figur 7: Fornybarandeler i sluttkonsum av energi og kraftproduksjon i 2030, etter land/totalt

i 2030. I så fall blir det antagelig ikke behov for en felles EU-ordning for å promotere fornybar energi.

Tabell 1 viser energiprisene i EU-30 og Norge for både sluttbrukere av energi («konsumenter») og energiproducenter i 2009 og 2030.⁷ Forskjellen mellom konsument- og produsentpriser avspeiler primært skatter, inkludert

⁷ EU-prisene er veid gjennomsnitt av de landspesifikke prisene.

CO₂-prisen, samt transport- og distribusjonskostnader.⁸ I EU-30 faller produsentprisen for elektrisitet moderat; prisen reflekterer en rekke forhold, bl.a. lave marginalkostnader for vind- og solkraft. I Norge stiger produsentprisen kraftig, noe som reflekterer at Norge har blitt en stor krafteksportør som nyter godt av de høye kraftprisene på

⁸ Alle skatter og transport- og distribusjonskostnader er landspesifikke.

Tabell 1: Energipriser fra LIBEMOD. Euro/MWh for elektrisitet, og Euro/Mtoe ellers.

	Konsumentpriser				Produsentpriser			
	EU-30		Norge		EU-30		Norge	
	2009	2030	2009	2030	2009	2030	2009	2030
Elektrisitet	132,0	112,1	70,8	93,5	51,4	48,7	20,1	40,9
Naturgass	503,8	784,2	277,7	348,6	198,9	136,3	201,7	124,8
Steinkull	136,5	1194,9	250,6	306,8	101,7	111,6	119,8	128,3
Koks	215,1	374,1	n.a.	n.a.	188,2	207,4	n.a.	n.a.
Brunkull	83,6	208,3	n.a.	n.a.	71,5	12,1	n.a.	n.a.
Olje	862,1	2717,3	858,7	1670,1	325,6	548,8	325,6	548,8
Biodrivstoff	1234,7	1516,7	1295,6	1607,0	1008,0	1257,1	1008,0	1257,1
Biomasse	263,1	229,7	517,5	551,5	43,1	47,8	52,9	54,5

n.a. - energivaren benyttes ikke i Norge.

kontinentet.⁹ Økt norsk krafteksport tenderer til å redusere tilgangen på kraft i Norge - dermed stiger konsumentprisen i Norge, se tabell 1.

Tabell 2 viser produsentprisen for elektrisitet i 2030 i hver av LIBEMODs fire tidsperioder i EU-30, Norge og Tyskland. Dessuten viser tabellen gjennomsnittlig produsentpris over året for kraft i disse regionene/landene i 2009. Vi ser at det er omtrent samme prisvariasjon i magasinkraftlandet Norge som i Tyskland. Årsaken er at i LIBEMOD er året delt inn i kun fire tidsperioder. Hver tidsperiode avspeiler gjennomsnittlig etterspørselsnivå i denne perioden, dvs. perioder med spesielt høy eller lav etterspørsel fanges ikke opp av modellen.

Tabell 2: Produsentpriser på elektrisitet i LIBEMOD (i Euro per MWh).

	EU-30		Norge		Tyskland	
	2009	2030	2009	2030	2009	2030
Vinterdag	50,1	50,5	20,1	46,7	68,1	54,1
Vinternatt	49,6	46,5	20,1	39,1	68,1	46,8
Sommerdag	51,2	47,0	20,1	38,4	68,1	48,7
Sommernatt	51,0	48,3	20,1	38,4	68,1	46,8

3.2 SAMKJØRINGSMODELLEN TILFELLE 1: KAPASITETER FRA LIBEMOD

I det følgende sammenlikner vi noen av resultatene for kraftmarkedet fra LIBEMOD med resultater fra Samkjøringsmodellen. Det er gjort to simuleringer med

⁹ I tabell 1 er den norske produsentprisen 20,1 Euro/MWh i 2009, Dette er et beregnet tall, som er usikkert.

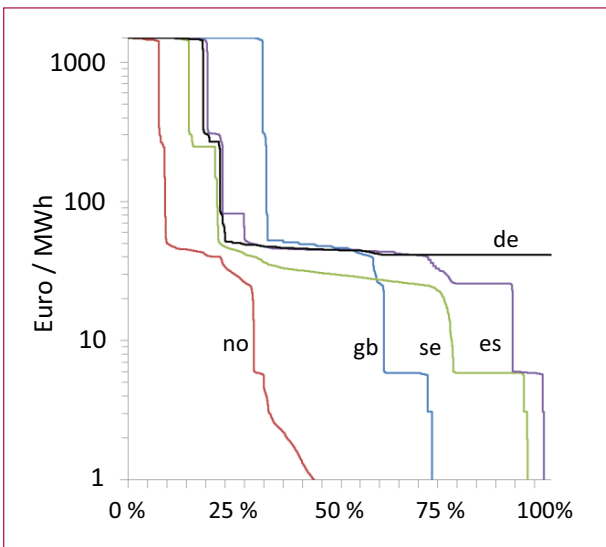
Samkjøringsmodellen: Tilfelle 1 og tilfelle 2. I tilfelle 1 er alle kapasiteter (GW) for termiske kraftverk og transmisjon satt lik LIBEMODs modellbestemte kapasiteter for 2030. For vindkraft og solkraft er kapasiteten i Samkjøringsmodellen tilpasset slik at gjennomsnittlig årsproduksjon blir den samme som årsproduksjonen i LIBEMOD. For vannkraft er vanntilslig og kapasitet satt slik at årsproduksjonen blir som i LIBEMOD. I tilfelle 2 er kapasitetene for 2030 beregnet i Samkjøringsmodellen.

I Tabell 3 sammenliknes årlig produksjon for ulike teknologier (Tilfelle 1). I store trekk er årsproduksjonen ganske lik i de to modellene. Dette er som forventet siden inngangsdata for kapasiteter og kostnader er harmonisert mest mulig.

Figur 8 viser varighetskurver for priser i Samkjøringsmodellen for noen utvalgte land. Merk at den vertikale aksene i figuren er logaritmisk. Den store variasjonen i prisene i Figur 8 skyldes at kapasitetene i LIBEMOD ikke er dimensjonert for å håndtere variasjonen i fornybar kraftproduksjon som er lagt inn i Samkjøringsmodellen: Det er 4 verdier for fornybar kraftproduksjon i LIBEMOD (vinternatt, vinterdag, sommernatt, sommerdag) mot 280800 i Samkjøringsmodellen (72 innad-i-ukene prisavsnitt, 52 uker, 75 klimaår). Den totale variasjonen for fornybar kraftproduksjon som vurderes er derfor langt større i Samkjøringsmodellen (se for eksempel Figur 2 og Figur 3) og dermed blir det også større variasjon i prisene. Effekten forsterkes av at i det datasettet som er benyttet er elektrisitetsforbruket helt prisuavhengig (fullstendig uelastisk etterspørsel).

Tabell 3: Kraftproduksjon per teknologi (i TWh per år). Gjennomsnitt for Samkjøringsmodellen. Tilfelle 1.

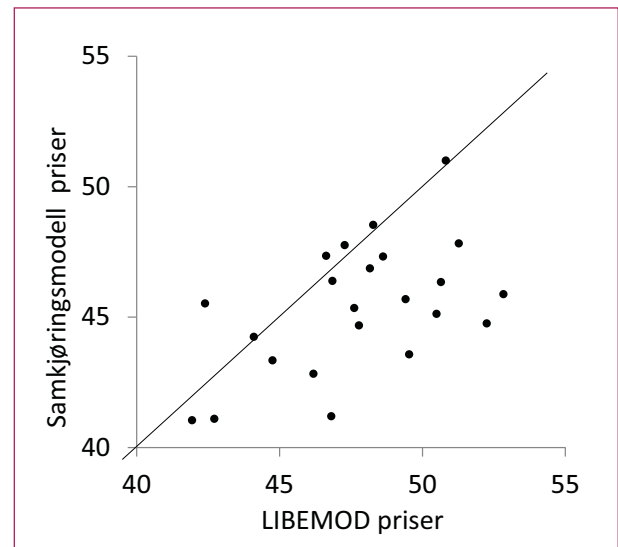
	Fornybart					Fossilt				Totalt	Andel fornybart
	Vann	Vind	Sol	Bio	Annet	Gass	Kull	Olje	Atom		
LIBEMOD	644	1267	253	384	92	1079	152	0	843	4718	56,2 %
Samkjøringsmodellen	632	1267	253	391	111	1031	94	33	863	4677	56,6 %

Figur 8: Varighetskurver¹⁰ for strømpriser i Samkjøringsmodellen for noen utvalgte land

I en del tilfeller (til venstre i Figur 8) er prisen 1500 Euro/MWh, som er en rasjoneringspris. I disse tilfellene er den fornybare kraftproduksjonen så lav at øvrig kapasitet ikke er tilstrekkelig til å dekke forbruket. Ved høy fornybar kraftproduksjon i Samkjøringsmodellen oppstår imidlertid et overskuddstilbud for elektrisk kraft, og prisene blir null. For landene i figuren er andelen av tiden med nullpriser 26,4% for Storbritannia, 15,2 % for Norge, 2,6% for Sverige, 1,4 % for Spania, og 0 % for Tyskland. Gjennomsnittlig mengde rasjonert energi for EU-30 er 164 TWh/år, mens 143 TWh/år fornybar energi går tapt pga. overskuddstilbud.

Figur 9 sammenlikner medianpriser i LIBEMOD og Samkjøringsmodellen. Medianprisene i Figur 9 tilsvarer

¹⁰ I en varighetskurve er resultatene organisert med synkende verdier. Først kommer største verdi, deretter nest-største verdi osv. Det kan være hensiktsmessig å bruke varighetskurver bl.a. i tilfeller hvor variablene har mange verdier pga. fin tidsoppløsning og stor variasjon.



Figur 9: Medianpriser i land (Euro/MWh)

50-prosentilen i Figur 8 og viser prisene i en situasjon hvor den fornybare kraftproduksjonen er omtrent gjennomsnittlig. Fra Figur 9 fremgår det at medianprisene i LIBEMOD og Samkjøringsmodellen er relativt like; for de fleste land er medianprisen litt høyere i LIBEMOD enn i Samkjøringsmodellen. Norge, Island og Sverige er ikke med i Figur 9. Norge og Island har langt lavere priser i Samkjøringsmodellen enn i LIBEMOD. Dette skyldes at disse landene eksporterer for fullt mesteparten av tiden. Siden det er eksport også i tilfeller hvor eksportprisene er svært lave, blir vannverdiene og det generelle prisnivået svært lavt for disse landene. De svenske prisene er også lavere i Samkjøringsmodellen pga. billig import fra Norge.

3.3 Samkjøringsmodellen i tilfelle 2: Kapasiteter fra Samkjøringsmodellen

I tilfelle 2 er kapasitetene som er brukt i Samkjøringsmodellen beregnet i denne modellen. For øvrig er datasettet i størst mulig grad tilpasset det som er lagt til grunn i LIBEMOD.

Utgangspunktet er det samme som i avsnittene 3.1 og 3.2: De eksisterende kapasitetene i 2009 er justert for vedtatte inn- og utfasinger frem til 2020, samt depresiering frem til 2030. Siden Samkjøringsmodellen ikke har en rutine for fastlegging av vannkraftinvesteringer, har en benyttet LIBEMODs tall for vedlikeholdt vannkraftkapasitet.

Tabell 4 viser installerte kapasiteter i 2030 og investeringer i ny kapasitet i LIBEMOD og Samkjøringsmodellen. I begge modellene er det ulønnsomt med investeringer i kullkraft og oljekraft. Videre er det ikke åpnet for investeringer i atomkraft i noen av modellene. I LIBEMOD investeres det 408 GW i vind- og solkraft, mens det ikke er lønnsomt med investeringer i disse teknologiene i Samkjøringsmodellen. Det er også høyere investeringer i gasskraft (37 GW) i LIBEMOD enn i Samkjøringsmodellen. På den annen side er det betydelig høyere investeringer (96 GW) i biokraft i Samkjøringsmodellen enn i LIBEMOD. I tillegg vedlikeholdes mer kapasitet i termiske verk i Samkjøringsmodellen enn i LIBEMOD.

En viktig årsak til forskjellen i investeringsprofil er at variasjonen i vindtimer og solinnstråling (og dermed realisert vindkraft og solkraft) er større i Samkjøringsmodellen enn i LIBEMOD. Dermed er det et større behov for alternativ kapasitet under ugunstige værforhold i Samkjøringsmodellen. I tillegg er investeringsmodulen for disse teknologiene noe forskjellige i de to modellene. Fornybarandelen i kraftproduksjonen opprettholdes – den øker svakt fra 57 prosent i tilfelle 1 til 59 prosent i tilfelle 2 - fordi reduksjonen i vind- og solkraftproduksjonen oppveies av en tilsvarende økning i biokraft. I LIBEMOD ville en slik dreining mot biokraft gitt høyere priser på biomasse. Slike virkninger får en ikke med i en partiell modell for kraftmarkedet.

Figur 10 viser varighetskurver for priser (tilfelle 2) for de samme landene som er representert i Figur 8. Når Samkjøringsmodellen benyttes til å beregne kapasiteter, blir prisvariasjonen langt mindre enn i tilfelle 1, og det er langt færre tilfeller av rasjoneringspriser og nullpriser. Dette oppnås fordi en større andel av kapasiteten er termisk.

Figur 11 sammenlikner medianprisen i land mellom LIBEMOD og Samkjøringsmodellen. I likhet med tilfelle 1 er medianprisen gjennomgående høyest i LIBEMOD. Figur 12 viser hvert lands gjennomsnittspris for elektrisitet i LIBEMOD og Samkjøringsmodellen (tilfelle 2). Vi ser at i flere land er gjennomsnittsprisen høyest i Samkjøringsmodellen. Alt i alt er det liten forskjell i den europeiske gjennomsnittsprisen på elektrisitet mellom de to modellene.

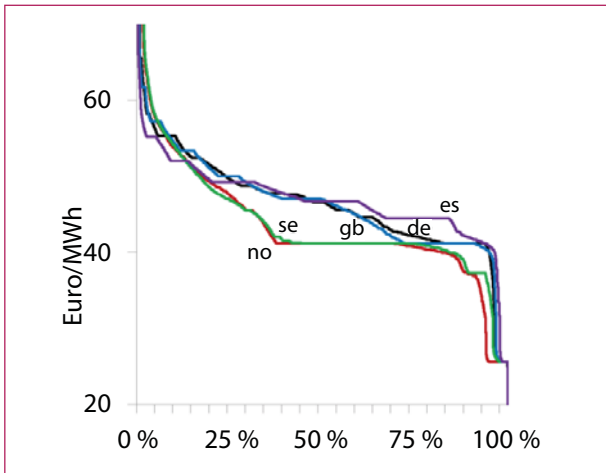
4. AVSLUTTENDE VURDERINGER

Resultatene fra LIBEMOD tilsier at det trengs en relativt moderat CO₂-avgift i ETS sektoren (35 euro per tonn CO₂) for å sikre at denne sektorens utslippsmål for 2030 realiseres. I denne sektoren kan selv små prisendringer generere store kvantumsvirkninger ved at det blir ulønnsomt å investere i fossilbaserte kraftteknologier (kullkraft). Utslippsprisen for non-ETS sektoren er langt høyere, noe som primært skyldes at selv store priseffekter innenfor LIBEMODs etterspørselssystem utløser moderate kvantumseffekter. Modellkjøringen antyder også at uten nasjonale støtteordninger for fornybar energi vil EUs klimamål for 2030 medføre en fornybarandel i sluttkonsumet av energi rett under det vedtatte 27-prosent målet. Behovet for en særskilt fornybarpolitikk (for å nå EUs fornybarmålssetting) er derfor begrenset. Endelig antyder modellkjøringene at fornybarandelen i kraftkonsumet kan bli rundt

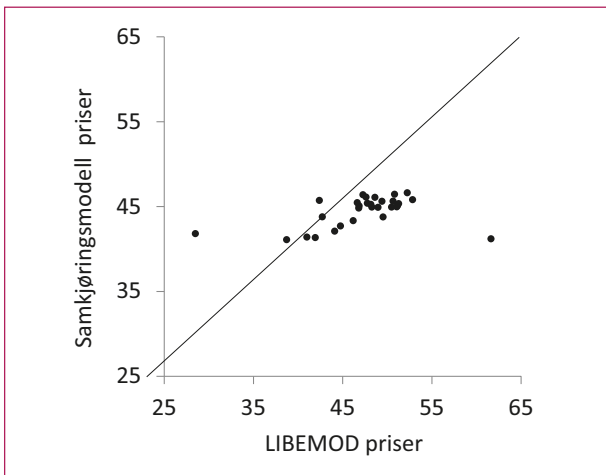
Tabell 4: Installerte kapasiteter og investeringer (i parentes) for 2030 i LIBEMOD og Samkjøringsmodellen (GW)

	Fornybart					Fossilt			
	Vann*	Vind	Sol	Bio	Annet	Gass	Kull	Olje	Atom
LIBEMOD	94 (22)	481 (328)	158 (80)	62 (41)	14	274 (106)	124	29	105
Samkjøringsmodell	94 (n.a.)	236	248	159 (137)	14	235 (69)	124	29	105

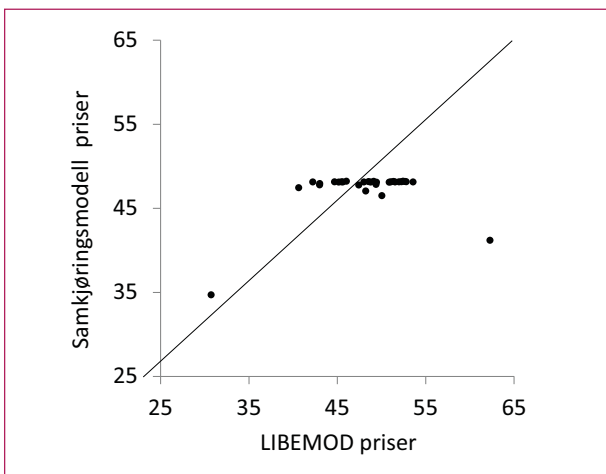
* Vedlikeholdt kapasitet i LIBEMOD.



Figur 10: Varighetskurver for strømpriser i Samkjøringsmodellen for noen utvalgte land



Figur 11: Medianpriser for elektrisitet i land (Euro/MWh)



Figur 12: Gjennomsnittspriser for elektrisitet i land (Euro/MWh)

60 prosent. I LIBEMOD er det antatt perfekt fungerende markeder, inkludert velfungerende nasjonale markeder for reservekapasitet. Disse markedene sørger for å utjevne ubalanser som skyldes lav vind- og solkraftproduksjon. Det faller utenfor denne studien å studere virkninger av alternative markedsantakelser.

Ved bruk av de samme kapasitene i LIBEMOD og Samkjøringsmodellen (tilfelle 1) blir årsproduksjon, handel og medianpriser ganske like i de to modellene. I Samkjøringsmodellen blir det imidlertid en del tilfeller av ekstrempriser (pga. rasjonering) og nullpriser (pga. overskuddstilbud fra fornybar kraft). Dette skyldes finere tidsoppløsning og dermed større variabilitet for vind- og solkraft.

Når kapasiteten som brukes i Samkjøringsmodellen bestemmes ut fra lønnsomhet i denne modellen (tilfelle 2), blir gjennomsnittsprisen i de to modellene nesten like. I Samkjøringsmodellen blir det ikke flere investeringer i vind- og solkraft enn det som allerede er vedtatt utbygd frem til 2020. På den annen side blir det mer vedlikehold og investeringer i termiske kraftverk; disse teknologiene kan brukes under ugunstige værforhold. Fornybarandelen opprettholdes pga. økt biokraftproduksjon.

REFERANSER

Aune, F., R. Golombek, S. A. C. Kittelsen og K. E. Rosendahl (2008). *Liberalizing European Energy Markets: An Economic Analysis*. Cheltenham, UK and Northampton, US: Edward Elgar. Publishing.

European Commission (2011a). *A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM 112, Brussels. http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5db26ecc-ba4e-4de2-ae08-dba649109d18.0002.03/DOC_1&format=PDF

European Commission (2011b). *Energy Roadmap 2050*. Impact Assessment. SEC(2011) 1565 final. 15.12.2011.

European Commission (2014). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the*

Committee of the Regions. A Policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. COM(2014) 15 final. 22.1.2014.

European Council (2014). Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework. SN 79/14. Brussels, 23 October 2014.

ENTSO-E. Hourly load values for a specific country for a specific month (in MW). <https://www.entsoe.eu> (sist besøkt: 15.12.2014)

IEA (2011). World Energy Outlook 2011. Paris: OECD Publishing.

Jaehnert, S., O. Wolfgang, H. Farahmand, S. Völler og D. Huertas-Hernando (2013). Transmission expansion planning in Northern Europe in 2030-Methodology and analyses. Energy Policy 61, 125 – 139.

LIBEMOD (2014). Dokumentasjon av modell og data. <http://www.frisch.uio.no/ressurser/LIBEMOD/>

NASA. Surface meteorology and Solar Energy release 6.0. <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse> (sist besøkt: 15.12.2014)

NOAA/OAR/ESRL PSD. NCEP Reanalysis data. Boulder, Colorado, USA. <http://www.esrl.noaa.gov/psd/> (sist besøkt: 15.12.2014)

Norges vassdrags- og energidirektorat. Historiske vannføringsdata til produksjonsplanlegging. NVE. Oslo. <http://www.nve.no/no/Vann-og-vassdrag/Data-databaser/Historiske-vannforingsdata-til-produksjonsplanlegging-/> (sist besøkt: 15.12.2014).

SUSPLAN. PLANning for SUStainability. <http://www.susplan.eu/> (sist besøkt 15.12.2014).

Wing I S (2004), "Computable General Equilibrium Models and Their Use in Economic-Wide Policy Analysis: Everything You Ever Wanted to Know (But Were Afraid to Ask)", Technical Note No. 6, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change. http://web.mit.edu/globalchange/www/MITJPSPGC_TechNote6.pdf (sist besøkt 20. april 2015).

Wolfgang, O., A. Haugstad, B. Mo, A. Gjelsvik, I. Wangensteen og G. Doorman (2009). Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation. Energy 34, 1642–1651.

Samfunnsøkonomene takker alle som har sendt inn sin e-post adresse!

Er du usikker på om vi har din epostadresse?

Kontakt oss på: post@samfunnsokonomene.no