



Finn Roar Aune og Knut Einar Rosendahl

**Kraftpris og CO₂-utslipp fram
mot 2020**

Notater

Forord

Dette notatet drøfter mulig utvikling i kraftprisen i Norge og CO₂-utslippene i Vest-Europa, under ulike antakelser om klimapolitikk i EU. Fokus er rettet mot årene 2014-2020. Alle priser er målt i faste 2007-kroner. Arbeidet er utført på oppdrag fra SFT, og scenariene som analyseres og drøftes er utformet i dialog med SFT. Det gjelder ikke minst utvelgelsen av et hovedscenario. Vi har benyttet energimarkedsmodellen LIBEMOD, som er utviklet i samarbeid mellom Frischsenteret og Statistisk sentralbyrå.

1. Innledning

Det norske kraftmarkedet er integrert i det europeiske kraftmarkedet, og utviklingen i norske kraftpriser avhenger både av norske markedsforhold og norsk politikk, samt av tilsvarende forhold i resten av Europa. Overføringskapasiteten mellom Norge og andre land er likevel ikke ubegrenset, slik at norske kraftpriser kan variere fra prisene i våre naboland. En viktig faktor for framtidige kraftpriser er klimapolitikken i EU. EUs uttalte mål er å redusere egne utslipp av klimagasser med 20% i 2020 ift. 1990. Dette ikke er et bindende mål, og det gjenstår å se om det blir nådd. Det er likevel lagt til grunn for analysene som presenteres. En annen viktig faktor er holdningen til kjernekraft. Det er mange år siden et nytt kjernekraftverk ble satt i drift i Vest-Europa, men det bygges nå nye verk i Finland og Frankrike. Med stadig mer ambisiøse klimamål kan holdningen til kjernekraft i Europa endre seg. I våre analyser legger vi til grunn ulike forutsetninger om utviklingen i kjernekraft.

Formålet med dette notatet er å peke på ulike scenarier for kraftprisen i Norge i perioden 2014-2020. Som nevnt legger vi til grunn at utviklingen i CO₂-utslippene i Vest-Europa er rimelig konsistent med EUs mål for 2020. Vi vil imidlertid også presentere et scenario uten klimapolitikk i EU, og undersøke hvilken effekt økt elektrisitetsforbruk i Norge da kan ha på CO₂-utslippene i Europa. Vi vil først presisere noen forutsetninger som er gjort for analysen, og gi en kort beskrivelse av energimarkedsmodellen LIBEMOD (for nærmere informasjon om modellen, og hva den er brukt til tidligere, se Aune mfl., 2001, 2004a,b, 2007a,b). Deretter presenteres resultatene.

2. Forutsetninger og rammer for analysen

Bruken av LIBEMOD medfører enkelte implisitte forutsetninger. Den kanskje viktigste er at energimarkedene i Vest-Europa er liberalisert. Selv om dette kan diskuteres, er liberalisering et klart mål for EU, og utviklingen går i den retning. LIBEMOD inkluderer videre ikke hele EU-27, men bare EU-15 og Norge og Sveits.¹ Resten av verden er til en viss grad inkludert (på tilbudssiden), men grovere behandlet. Dessuten er kun CO₂-utslipp inkludert i modellen, og ikke de øvrige klimagassene. Det vil altså si at modellen beregner CO₂-utslipp for EU-15, mens EUs målsetting gjelder klimagassutslipp for EU-27. Vi kommer tilbake til hva dette kan bety for tolkningen av våre resultater.

Utviklingen i oljemarkedet er forutsatt å være rimelig konsistent med Finansdepartementets prognoser for oljeprisen. Det samme gjelder utviklingen i det europeiske gassmarkedet og prognoser for gassprisen. En svært ambisiøs klimapolitikk i EU vil imidlertid kunne påvirke gassprisene i sterk grad, slik at denne forutsetningen kun er lagt til grunn i et såkalt basisscenario uten klimapolitikk.

Bruken av kjernekraft er i stor grad politisk bestemt. Vi har lagt til grunn tre ulike alternativer. Det ene er at det ikke bygges ny kjernekraft i Vest-Europa fram mot 2020. Dette strider opplagt mot nybyggingen i Finland og Frankrike, men på den annen side har andre land planer for nedbygging. Det andre alternativet er at det blir fritt fram for bygging av kjernekraft i Vest-Europa i 2020, og at det er ingen begrensninger i utbyggingstakten. Dette viser seg å gi helt urealistisk stor økning i kjernekraftkapasiteten ved ambisiøs klimapolitikk, og er kun inkludert i notatet som illustrasjon. Det tredje alternativet, som legges til grunn i det utvalgte scenariet (jf. kap. 5), legger til grunn en gradvis opptrapping av kjernekraftkapasiteten fram mot 2020, da den er 40 prosent høyere enn i 2000. Dette er også en kraftig (og muligens urealistisk) vekst i kjernekraftkapasiteten, da det forutsetter bygging av ca. 30 nye kjernekraftverk på størrelse med det i Finland (jf. IAEA (2007) og EURATOM Supply Agency (2006)).

Støtteordninger til fornybar energi er ikke implementert i disse analysene (CO₂-avgifter kan dog tolkes som implisitte støttetiltak.). Dette gjør at kraftprisen overvurderes noe, samtidig som CO₂-

¹ EU-27 betyr hele EU, mens EU-15 betyr de 15 første medlemslandene i EU, dvs. Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Hellas, Irland, Italia, Luxemburg, Nederland, Portugal, Spania, Storbritannia, Sverige, Tyskland og Østerrike.

reduksjonene undervurderes noe (antakelig ikke mye med mindre støtteordningene økes betydelig framover).

Klimapolitikken i EU er antatt å bli implementert på en kostnadseffektiv måte, dvs. med en felles pris på CO₂. Det antas videre at kraftsektoren er del av et kvotesystem og at totalutslippene fra sektorene som er inkludert i systemet er gitt og politisk bestemt (av EU og andre tilknyttede land som Norge). Det ses bort fra ev. effekter av klimapolitikken på økonomisk vekst, og ev. flytting av industri ut av Vest-Europa. I modellanalysene for 2020 legger vi til grunn ulike nivåer på CO₂-prisen, og diskuterer kort i hvilken grad de ulike scenariene kan være konsistente med EUs uttalte målsetting for 2020. Deretter, basert på forslag fra SFT, velger vi ut ett scenario og analyserer dette for perioden 2014-2020. Her antas det at CO₂-prisen stiger lineært gjennom perioden, fra 200 kr. pr. tonn CO₂ i 2009.

3. Modellbeskrivelse

LIBEMOD er en statisk, empirisk likevektsmodell for energimarkedene i Vest Europa, utviklet av Frischsenteret og Statistisk sentralbyrå. Modellen omfatter EU-15 pluss Norge og Sveits, og beskriver energimarkedene etter en fullstendig liberalisering. Produksjonen av fossile brensler i resten av verden er til en viss grad inkludert, men grovere behandlet. I hvert land modelleres tilbud og etterspørsel etter ulike energivarer. Markedene er videre integrerte, dvs. at det foregår fri handel mellom landene. Transport av energi mellom landene modelleres eksplisitt for gass og elektrisitet, mens innenlandsk transport og distribusjon modelleres med faste påslag (som varierer mellom land og brukere). Prisforskjellene som oppstår mellom land og sluttbrukere reflekterer utelukkende kostnader ved transport og forskjeller i avgiftsnivå. Modellen er partiell, dvs. samspillet med resten av økonomien modelleres ikke.

Etterspørselen i hvert land er inndelt i husholdninger/tjenesteyting, industribedrifter, transport og kraftproduksjon. De to første gruppene forbruker olje, gass, kull og elektrisitet, og energiprisene styrer til en viss grad hvor mye som etterspørres av hver energitype. Det samme gjelder transport, som imidlertid kun bruker olje. Etterspørselen etter kraft er inndelt i tolv perioder over året (vinter/sommer, seks døgnperioder), mens øvrige energivarer omsettes i årsmarkeder. Elektrisitet kan produseres basert på opp til ti ulike teknologier. De viktigste er (ulike typer) kullkraft, gasskraft, oljekraft, vannkraft, atomkraft, biokraft og vindkraft. Kapasiteten for hver teknologi i hvert land er i utgangspunktet gitt, men økes dersom dette er lønnsomt. Hvor mye av hver teknologi som blir brukt i kraftproduksjonen avhenger av prisen på energivarer, effektivitet, andre driftskostnader, og ev. investeringskostnader. Effektiviteten i eksisterende kraftverk (for en gitt teknologi) varierer både innad i og mellom landene. For nye kraftverk er effektiviteten lik på tvers av land. Muligheten til å produsere fornybar kraft (vann-, vind- og biokraft) varierer mellom land, og dette er det tatt hensyn til i modellen.

Kapasiteten på internasjonale transmisjonsledninger, dvs. gassrør og kraftledninger, modelleres eksplisitt. Ved ledig kapasitet bestemmes tariffen utelukkende av marginalkostnader, ellers bestemmes tariffen av skyggepriser (dvs. at den mest lønnsomme transporten prioriteres). Kapasitetene på internasjonale gassrør og kraftledninger økes dersom dette er lønnsomt.

Handelen med gass og elektrisitet mellom vesteuropeiske land ("modellandene") og andre land ("resten av verden") antas å være konstant. Tilbudet av gass fra vesteuropeiske land er en stigende funksjon av prisen. Handelen med olje og kull (unntatt brunkull) mellom "modellandene" og "resten av verden" skjer på et verdensmarked med relativt fleksibel tilbud og etterspørsel. Handelen med biomasse og brunkull er antatt å kun skje innenlands. Mens tilbudet av brunkull er eksogent gitt, er tilbudet av biomasse en stigende funksjon av prisen.

Modellens basisår er 2000. LIBEMOD har en korttidsversjon og en langtidsversjon (som er brukt her). Modellen kan simuleres for ulike år, men den er ikke dynamisk (dvs. modellsimuleringer for ulike år kjøres helt uavhengig av hverandre). Ulike resultater for ulike år skyldes i hovedsak økonomisk vekst

og depresiering av eksisterende produksjons- og transmisjonskapasitet (i tillegg til ev. endringer i politikk og andre forutsetninger). Fra 2007-2020 er det lagt til grunn en økonomisk vekst på 35 prosent totalt i regionen (varierer noe mellom land). Med en inntektselastisitet på 0,9 for husholdninger og 0,7 for industri, betyr dette en vekst i etterspørselen etter kraft på ca. 30 prosent i husholdningene og ca. 25 prosent i industrien i denne perioden (dersom prisene forble uendret). Eksisterende kapasitet i kraftproduksjonen i år 2000 depresieres med omtrent 20 prosent fram mot 2020.

Modellen tar ikke hensyn til tilpasningskostnader eller –tregheter, men simulerer en hypotetisk markedslikevekt etter at aktørene i markedet har hatt tilstrekkelig med tid til å tilpasse seg en ev. endring i priser og rammebetingelser. En sterk endring i klimapolitikken, eller holdningen til kjernekraft, vil derfor kunne gi sterkere utslag i modellen enn i virkeligheten dersom tidshorizonten er relativt kort (dvs. få år).

Modellen beregner priser, konsum og produksjon av ulike energityper i ulike land, fordelt på ulike typer konsumenter og produsenter. Videre beregnes CO₂-utslipp og økonomisk velferd i form av konsument- og produsentoverskudd og endring i offentlige inntekter/utgifter (tilknyttet energisektoren).

4. Scenarier for 2020 med ambisiøs klimapolitikk i EU

Vi vil først presentere resultater av modellsimuleringer for 2020, der vi legger til grunn at EU implementerer en ambisiøs klimapolitikk (se over). Tabell 1 viser resultater for kraftpriser i Norge og CO₂-utslipp i Vest-Europa ift. 1990 under ulike forutsetninger om kvotepris og bruk av kjernekraft (jf. forutsetninger nevnt over). Med kraftpris i Norge menes produsentpris (dvs. spotpris på Nordpool). Med CO₂-utslipp menes utslippene i EU-15 pluss Norge og Sveits.

Tabell 1. Kraftpris og CO₂-utslipp i ulike scenarier for 2020

Scenario	Forutsetning om kjernekraft	Kvotepris (eksogen) Nkr/tonn CO ₂	Kraftpris, Norge Nkr/kWh	Endring i vesteuropeiske CO ₂ -utslipp ift. 1990
1	Ingen ny kapasitet	400	0.56	16 %
2		600	0.65	1 %
3		800	0.70	-7 %
4		1000	0.75	-11 %
5	Full investeringsfrihet	400	0.38	-9 %
6		600	0.38	-15 %
7		800	0.38	-19 %
8		1000	0.39	-22 %
9	Maks. 40% økt kapasitet ift. 2000	400	0.55	10 %
10		600	0.62	-2 %
11		800	0.67	-9 %
12		1000	0.69	-13 %

Dersom kjernekraftkapasiteten holdes uendret fram mot 2020, må det høye kvotepriser til for å redusere utslippene av CO₂ ift. 1990. Selv med 600 Nkr./tonn er utslippene omtrent uendret. Dette skyldes at det er en sterk underliggende økonomisk vekst som driver etterspørselen etter energi. I og med at kullkraft i hovedsak er den billigste teknologien i fravær av klimapolitikk, øker utslippene betydelig uten CO₂-priser.

Vi ser videre at kraftprisen stiger klart når CO₂-prisen stiger. I gjennomsnitt stiger kraftprisen med litt over 3 øre/kWh for hver 100 kr/tonn økning i CO₂-prisen, men økningen er større ved lave CO₂-priser og mindre ved høye priser. Til sammenligning vil et nytt gasskraftverk få økt sine kostnader med ca.

3,5 øre/kWh ved en tilsvarende økning i CO₂-prisen. Når CO₂-prisen øker, får vi i første omgang en overgang fra kullkraft til gasskraft og til fornybar kraft. Ved høyere CO₂-priser blir imidlertid også produksjonen av gasskraft redusert. Samtidig gir høyere kraftpriser redusert forbruk, noe som demper prisøkningen.

Ved full investeringsfrihet for kjernekraft er det langt lettere å redusere CO₂-utslippene. Men selv da må det svært høye CO₂-priser til for å nå 20 prosent reduksjon ift. 1990. Det skyldes at selv om kraftsektoren i praksis blir CO₂-fri i disse scenariene, vokser utslippene i de andre sektorene selv ved høye CO₂-priser. Det gjelder ikke minst transportsektoren. Kraftprisen er omtrent uendret ved ulike CO₂-priser i disse scenariene. Kjernekraft blir en slags 'backstop'-teknologi som kan produseres i ubegrensede mengder til en gitt kostnad. Mengden kjernekraft blir her mangedoblet, og disse scenariene må sies å være helt urealistiske for 2020. De gir likevel interessant informasjon om at selv fri tilgang på en CO₂-fri kraftteknologi vil ikke være nok til å nå ambisiøse klimamål uten at høye CO₂-priser samtidig innføres (med mindre elektrisitet tas i bruk i andre sektorer i et langt større omfang enn i dag).

Scenariene med ingen kjernekraftutbygging eller 'fri flyt' av kjernekraft må sies å være yttertilfeller, der førstnevnte er klart mer realistisk enn sistnevnte (i allfall for 2020). En mellomvariant er antakelsen om 40 prosent økning i kjernekraftkapasiteten i Vest-Europa fram mot 2020. Dette er også en betydelig økning, og trolig større enn hva man kan regne med selv med ambisiøs klimapolitikk (økningen tilsvarer vel 30 kraftverk ala Finlands nye kjernekraftverk). Likevel blir effekten på kraftprisen og CO₂-utslippene kun moderate sammenlignet med scenariene uten ny kjernekraftkapasitet, og klart nærmere disse scenariene enn de med 'fri flyt' av kjernekraft.

Det er verdt å peke på at scenariene uten full investeringsfrihet for kjernekraft innebærer en voldsom økning i kraftproduksjon og –eksport fra Norge, Sverige og Finland. I scenario 11 eksporterer disse tre landene hhv. 150, 124 og 54 TWh pr. år. Det betyr for eksempel at Norge mer enn doubler sin kraftproduksjon. Mesteparten av økningen skjer innenfor vindkraft (gjelder alle tre landene). En såpass stor økning er lite realistisk innen 2020, noe som trekker i retning av at kraftprisen i Norge undervurderes noe og at CO₂-reduksjonen overvurderes noe (fordi færre fossile kraftverk vil bli ulønnsomme).

En moderat innfasing av CCS på kullkraftverk i EU i 2020 vil ha ganske lik effekt som en tilsvarende økning i bruken av kjernekraft (gitt at kullkraft med CCS er enten lønnsomt eller politisk bestemt). Scenariene med 40% økning i kjernekraft, som tilsvarer ca. 350 TWh pr. år, kan derfor (med litt velvilje) også tolkes som en kombinasjon av økt bruk av kjernekraft og innfasing av CCS (på totalt 350 TWh).

Som nevnt inkluderer modellen kun EU-15 (pluss Norge og Sveits). Når det gjelder CO₂-utslipp i resten av EU-27, utgjør disse ca. 18 prosent av EU-27 totalt (i 2005). I 1990 utgjorde disse ca. 20 prosent, slik at fallet i CO₂-utslipp har vært klart større her. Hvis vi antar at endringen i utslipp fra 2005 til 2020 blir (prosentvis) lik i EU-15 og resten av EU, vil 20% kutt for hele EU tilsvare ca. 17% kutt for EU-15 (altså 3%-poeng mindre). En slik antakelse kan diskuteres. På den ene siden er potensialet for effektivisering fortsatt større i de nye medlemslandene, mens på den andre siden er den økonomiske veksten, og motviljen mot utslippsreduksjoner, større her.

Modellen inkluderer dessuten kun CO₂, ikke andre klimagasser. Kostnadene ved å redusere de andre klimagassene antas å være noe billigere enn for CO₂, og derfor kan et mål om 20 prosent kutt i klimagasser være konsistent med en noe mindre reduksjon i CO₂-utslipp. Andelen CO₂ av samlet klimagassutslipp er ca. 80% både i EU-15 og resten av EU-27. Skogtiltak er heller ikke inkludert i modellen.

Ellers er det verdt å nevne at utslippene fra 2000 til 2005 i EU-15 ser ut til å ha vært svakere enn det LIBEMOD indikerer. Det kan dermed se ut til at modellen til en viss grad overvurderer veksten i

utslippene uten klimatiltak, og dermed vil utslippsmålene kunne nås med en noe lavere CO₂-pris enn hva modellen antyder. Dette kan dels skyldes at LIBEMOD beskriver et liberalisert energimarked, med en underliggende vekst i energibruk og CO₂-utslipp som følge av økonomisk vekst og rimelig tilgang på kull.

Et annet moment som trekker i retning av at LIBEMOD kan undervurdere CO₂-reduksjonene (eller overvurdere nødvendige CO₂-priser), er at modellen ikke inkluderer alternative drivstoff i transportsektoren, som f.eks. biodrivstoff (der EU også har eksplisitte mål). Etterspørselen i modellen er imidlertid relativt prisfølsom (basert på empiriske studier), slik at det kan diskuteres hvorvidt slike substitusjonsmuligheter indirekte er inkludert eller ei. Det samme gjelder for andre klimatiltak utover de som følger av substitusjon mellom energibærere. Dersom potensialet for slike tiltak er større enn det prisfølsomheten i modellen reflekterer, undervurderes omfanget av CO₂-reduksjoner ved CO₂-prising. Det er vanskelig å vurdere i hvilken grad dette er tilfellet.

På den annen side modelleres som nevnt ikke tilpasningskostnader eller –tregheter i LIBEMOD. Det er grunn til å forvente at endringen i kraftsektoren vil skje noe tregere enn det modellen foreskriver, noe som trekker i retning av mindre utslippsreduksjoner enn vist i tabellen. Effekten på kraftprisen kan da bli noe større.

5. Utvalgt scenario for 2014-2020 med ambisiøs klimapolitikk i EU

SFT har pekt på scenario 11 som det mest relevante, fordi det forutsetter en (sterk, men ikke ubegrenset) innfasing av kjernekraft, og fordi utslippene av CO₂ er rimelig konsistent med EUs mål for 2020. Vi har derfor simulert LIBEMOD for 2014-2020,² der utviklingen i kvoteprisen og bruk av kjernekraft skjer gradvis og ender opp i scenario 11 i 2020. I tabell 2 er det vist hvilke forutsetninger som er gjort for kvotepris og bruk av kjernekraft i de enkelte årene.

Tabell 2. Kraftpris og CO₂-utslipp i 2014-2020 ved gitt utvikling i CO₂-pris og kjernekraft basert på scenario 11 i Tabell 1)

År	Forutsatt vekst i kjernekraft ift. 2000	Forutsatt kvotepris Nkr/tonn CO ₂	Kraftpris, Norge Nkr/kWh	Endring i vesteuropeiske CO ₂ -utslipp ift. 1990
2014	10 %	473	0,54	-4 %
2015	15 %	527	0,56	-6 %
2016	20 %	582	0,59	-7 %
2017	25 %	636	0,61	-8 %
2018	30 %	691	0,62	-8 %
2019	35 %	745	0,65	-9 %
2020	40 %	800	0,67	-9 %

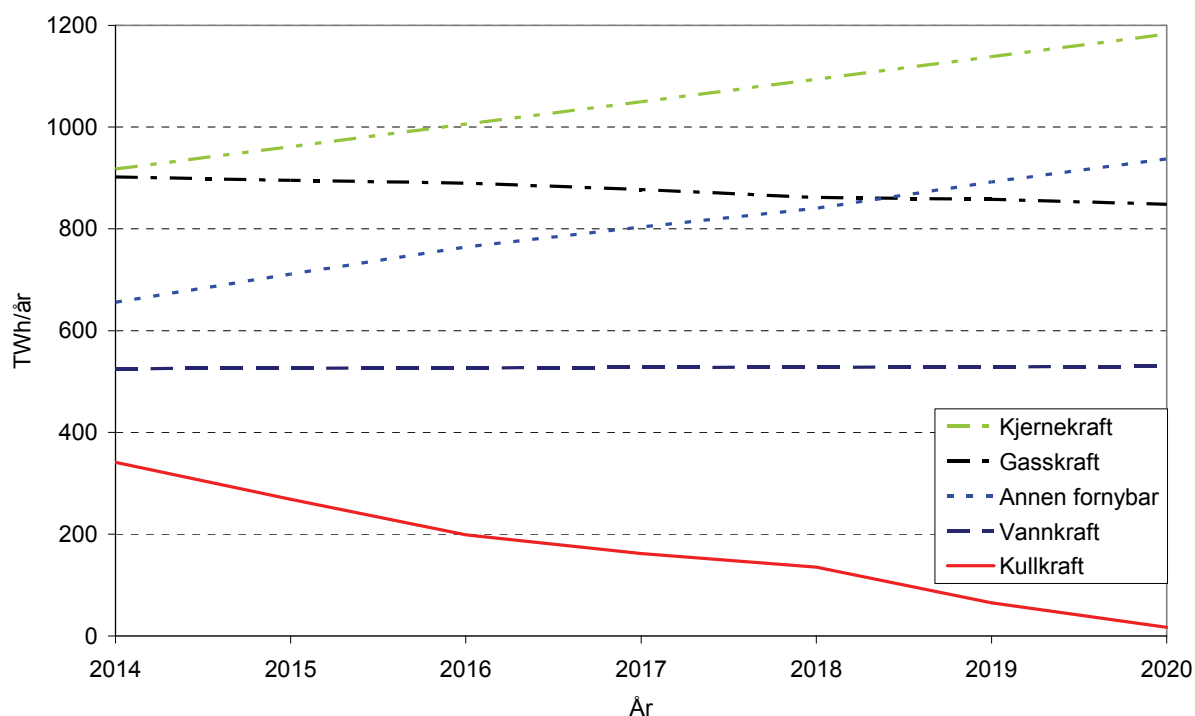
Som tabellen viser, skjer det en gradvis økning i kraftprisen som følge av den gradvise opptrappingen av kvoteprisen (til tross for økt bruk av kjernekraft). CO₂-utslippene faller også over tid, hvilket betyr at opptrappingen av kvoteprisen og økningen i bruk av kjernekraft har større betydning for utslippene enn den økonomiske veksten (i dette scenariet).

² Som nevnt i kap. 3 er ikke LIBEMOD en dynamisk modell, slik at disse simuleringene er kjørt helt uavhengig av hverandre. Det betyr f.eks. at investeringer i ny kapasitet i modelløsningen for 2014 ikke er brukt som input til simuleringene i 2015 (eller senere). Med en jevn utvikling i CO₂-prisen er dette lite problematisk, noe resultatene også tyder på.

En mer moderat innfasing av kjernekraft ville gitt en noe høyere kraftpris og noe mindre reduksjon av CO₂-utslippene. På den annen side kan (politisk- eller markedsbestemt) innfasing av CCS (som ikke er inkludert i modellen) gi motsatt effekt, jf. diskusjonen i forrige kapittel.

I figur 1 er det vist hvordan de ulike kraftteknologiene utvikler seg over tid i dette scenariet. Vi ser at kullkraft nesten fases helt ut mot 2020. Gasskraft er fortsatt viktig, men har en fallende tendens som følge av stadig høyere CO₂-pris. Vannkraft er nesten uendret pga. lite potensial for økt produksjon, mens både annen fornybar (vind- og biokraft) og kjernekraft øker betydelig.

Figur 1. Utviklingen i kraftproduksjonen i EU-15 (+Norge/Sveits) fra ulike teknologier i klimascenario



6. Ingen klimapolitikk i EU i 2014-2020

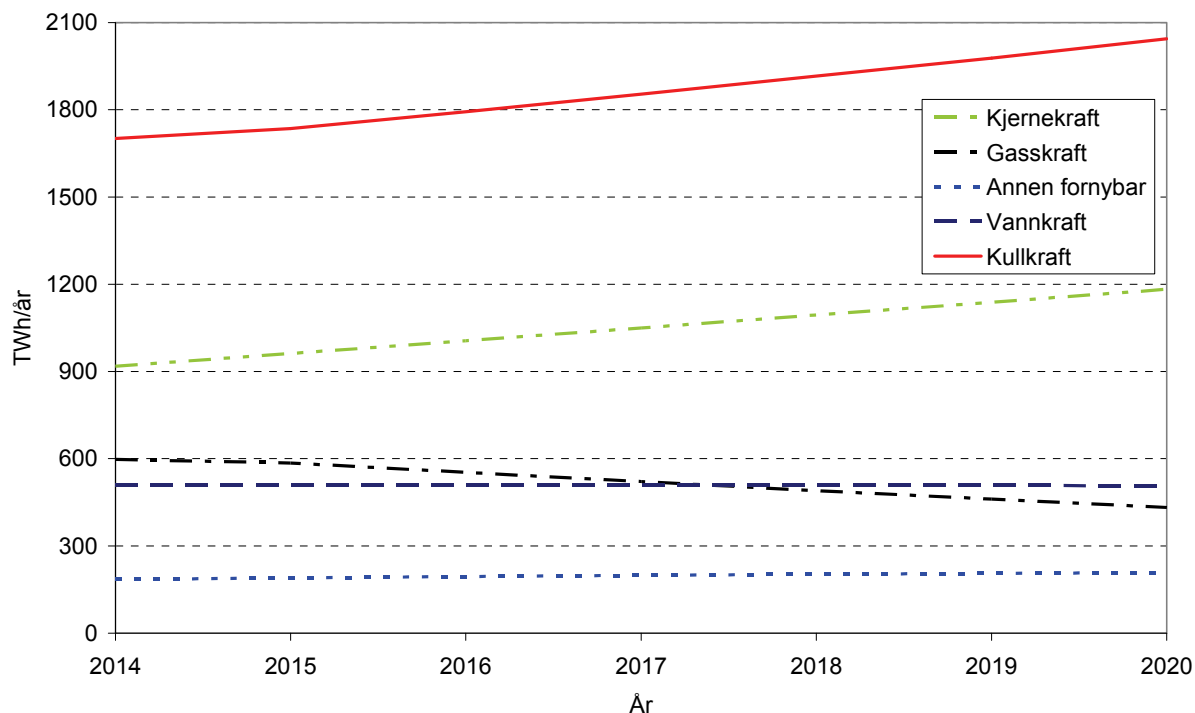
Vi har også kjørt modellen under forutsetning av ingen klimapolitikk i EU i 2014-2020. Øvrige forutsetninger er som tidligere. Dette må sies å være et relativt urealistisk alternativ, gitt kvotesystemet som allerede er innført i EU og de politiske ambisjonene i EU.

Tabell 3. Kraftpris og CO₂-utslipp i 2014-2020 ved gitt utvikling i kjernekraft, men uten CO₂-pris

År	Forutsatt vekst i kjernekraft ift. 2000	Forutsatt kvotepris Nkr/tonn CO ₂	Kraftpris, Norge Nkr/kWh	Endring i vesteuropeiske CO ₂ -utslipp ift. 1990
2014	10 %	-	0,33	36 %
2015	15 %	-	0,34	38 %
2016	20 %	-	0,35	40 %
2017	25 %	-	0,35	43 %
2018	30 %	-	0,36	45 %
2019	35 %	-	0,36	48 %
2020	40 %	-	0,36	50 %

Som tabellen viser, blir kraftprisen mye lavere, og stiger kun svakt over tid. Utslippene av CO₂ vokser betydelig, og er svært langt unna EUs målsetting. Dette gjenspeiles i Figur 2, som viser utviklingen for de ulike kraftteknologiene. Vi ser at kullkraft har en svært stor andel som stiger over tid. Kullkraft er billig (pga. lave kullpriser) så lenge det ikke er CO₂-priser eller annen regulering av kullkraft. Gasskraft har en fallende tendens også her, noe som skyldes at etterspørselen etter gass fra andre sektorer vokser og driver gassprisen oppover. Vannkraft og kjernekraft er omtrent på samme nivå som i scenariet med klimapolitikk, mens produksjonen av annen fornybar kraft nå er langt lavere.

Figur 2. Utviklingen i kraftproduksjonen i EU-15 (+Norge/Sveits) fra ulike teknologier i scenario uten klimapolitikk



Vi har også undersøkt hvilken effekt økt bruk av elektrisitet i Norge (et eksogent skift, for eksempel som følge av et politisk bestemt tiltak slik som elektrifisering av sokkelen) vil ha på utslippene i Vest-Europa i en situasjon uten klimapolitikk i EU for årene 2014-2020. Vi finner at CO₂-utslippene i gjennomsnitt øker med 0,20 Mt CO₂ pr. TWh økning i norsk strømforbruk. Til sammenligning slipper et nytt gasskraftverk ut ca. 0,35 Mt CO₂ pr. TWh, mens et nytt kullkraftverk slipper ut ca. 0,75 Mt CO₂ pr. TWh. Det er imidlertid stor variasjon for ulike år (fra 0,07-0,63), noe som tyder på at dette er ganske følsomt. Generelt vil økt eksogen bruk av elektrisitet i Norge ha følgende effekter, drevet av høyere kraftpris: Redusert bruk av elektrisitet i andre sektorer i Norge og i andre land; økt produksjon av kraft i Norge og andre land. Effektene i Norge er ikke ubetydelige pga. overføringskostnader som gjør at priseffekten blir størst i Norge. Den økte produksjonen kan enten komme fra økt kullkraft, gasskraft eller fornybar kraft. I dette scenariet kommer det ny kraftproduksjon fra alle disse tre typer kraftverk, men fordelingen varierer i de ulike scenariene.

Referanser

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2001): *Miljøvirkninger av norsk eksport av gass og gasskraft*, Rapport 2/2001, Frischsenteret.

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2004a): Liberalising the Energy Markets of Western Europe – A Computable General Equilibrium Model Approach, *Applied Economics* **36**, 2137-2150.

Aune, F.R., R. Golombek og S.A.C. Kittelsen (2004b): Does Increased Extraction of Natural Gas Reduce Carbon Emissions? *Environmental & Resource Economics* **29** (4), 379-400.

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2007a): *Liberalizing Western European Energy Markets*, bokmanus som skal utgis på forlaget Edward Elgar, Cheltenham, UK.

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen og K.E. Rosendahl (2007b): LIBEMOD 2000 – LIBeralisation Model for the European Energy Markets: A Technical Description, *Working paper 2/2007*, Oslo: Ragnar Frisch Centre for Economic Research.

EURATOM Supply Agency (2006): *Annual Report 2006*, EURATOM Supply Agency, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2007.

IAEA (2007): *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030*, Reference Data Series No. 1, 2007 Edition, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2007.