
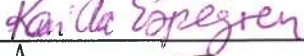




ENERGISCENARIOANALYSER
ENOVA-IFE

KJELLER Postadresse NO-2027 Kjeller Telefon +47 63 80 60 00 Telefax +47 63 81 63 56	HALDEN NO-1751 Halden +47 69 21 22 00 +47 69 21 22 01		
Rapportnummer IFE/KR/E-2009/006		Dato 2009-11-30	
Rapporttittel Energiscenarioanalyser Enova-IFE		Antall sider 67	
Prosjekt/Kontraktnummer og navn ”Scenarier for stasjonær energibruk og oppdekning fram mot 2020 og 2050”		ISSN 0333-2039	
Oppdragsgiver/Oppdragsgivers referanse Enova SF SID: 09/111		ISBN 978-82-7017-799-1 (trykt versjon) 978-82-7017-800-1 (elektronisk versjon)	
Referat Institutt for energiteknikk har gjort en fremskrivning av energibruken i stasjonær sektor for Norge frem mot 2050 og ved bruk av den norske MARKAL-modellen analysert ulike scenarier. Totalt øker etterspørselen i stasjonær sektor med 6 TWh eller 4 % til 2020 og med 29 TWh eller 16 % til 2050, hvorav økningen primært kommer i bygninger. Scenariene er analysert for å vise langsiktige potensialer gitt ulike rammebetingelser. Et viktig scenario som er analysert, er oppfylld av fornybardirektivet. I 2005 var fornybarandelen i Norge ca 61 %. I analysene er det antatt at fornybarandelen skal være 75 % fra og med 2020. Gjennomføring av energieffektivisering vil ha en avgjørende rolle for å øke fornybarandelen, og effektivisering bidrar med 26 TWh i basisscenariet. Hvor stor andel av energieffektiviseringstiltakene som virkelig gjennomføres vil få stor betydning på hvor mye fornybar elektrisitet som må produseres, eller hvor mye mer bioenergi som må benyttes, for å oppnå målet i fornybardirektivet.			
Stikkord: MARKAL, energietterspørsel, fremskrivning, fornybardirektivet			
	Navn	Dato	Signatur
Forfatter(e)	Eva Rosenberg	2009-11-30	
	Kari Aamodt Espegren	2009-11-30	
Kontrollert av	Audun Fidje	2009-11-30	
Godkjent av	Per Finden	2009-11-30	

Innhold

1	Innledning	1
2	Fremskrivning av energietterspørsel	1
2.1	Metodikk	1
2.2	Industri	1
2.3	Husholdninger	4
2.4	Tjenesteytende sektor	7
2.5	Primærnæringer	11
2.6	Totalt	12
3	Forutsetninger – priser og potensialer	13
3.1	Energipriser	13
3.2	Potensial for ny kraft	17
3.3	Kapasitet for eksport/import av el	18
3.4	Elektrifisering av sokkelen	19
3.5	Bioenergikostnader og potensial	19
3.6	Potensial for energieffektivisering	20
3.7	Teknologikostnader	21
3.8	Fremskrivning av transportsektoren	22
4	Analyseresultat	23
4.1	Modell	23
4.2	Scenarier	23
4.3	Industri	24
4.4	Husholdninger	25
4.5	Tjenesteytende sektor	28
4.6	Transport	31
4.7	Samlet energibruk	33
4.8	Elektrisitet – produksjon og forbruk	35
4.9	Hydrogenproduksjon	39
4.10	Oppsummering av hovedresultater	41
	Referanser	43
	Vedlegg 1: Fremskrivning av energibruk i ulike industribransjer	45
	Vedlegg 1:1. Ikke-jernholdige metaller	45
	Vedlegg 1:2. Jern, stål og ferrolegeringer	47
	Vedlegg 1:3. Kjemisk industri	48
	Vedlegg 1:4. Trefordelingsindustrien	49
	Vedlegg 1:5. Næringsmiddelindustrien	50
	Vedlegg 1:6. Mineralindustrien	51
	Vedlegg 1:7. Mekanisk industri	52
	Vedlegg 1:8. Trevareindustrien	53
	Vedlegg 1:9. Grafisk industri	54
	Vedlegg 1:10. Gummi- og plastindustri	55
	Vedlegg 1:11. Tekstilindustrien	56

Vedlegg 1:12.	Annen industri	57
Vedlegg 1:13.	Bergverk	58
Vedlegg 1:14.	Bygg og anlegg	59

1 Innledning

I forbindelse med Enovas strategiprosess, har Institutt for energiteknikk gjort en fremskrivning av energibruken i stasjonær sektor for Norge frem mot 2050 og videre analysert noen ulike scenarier. Scenariene er utviklet for å peke på langsiktige potensialer i ulike sektorer gitt visse rammebetingelser. Scenarioanalysene bygger på tilsvarende analyser for Enova i 2007 /1/.

I denne rapporten er fremskrivningen av energietterspørsel beskrevet sammen med de forutsetninger som er brukt i analysene. Til sist er analysene som er gjennomført med den norske MARKAL-modellen beskrevet.

2 Fremskrivning av energietterspørsel

2.1 Metodikk

Utviklingen av energibehov i ulike sektorer beregnes først under antagelsen at det ikke skjer markedsbaserte endringer i energieffektivitet, brenselvalg og teknologivalg. Disse fremskrivningene er basert på antagelser om økonomisk vekst, industri og næringsutvikling, demografi, bosetningsmønstre, etc. De tar også høyde for normative virkemidler som byggforskrifter og evt. standarder for belysning etc.

Etterspørselen er inndelt i tre hovedsektorer; industri, tjenesteytende sektor og husholdninger. Disse tre sektorene er igjen inndelt i undergrupper, og energietterspørselen er framskrevet for hver enkelt av disse undergruppe. Det er beregnet en energietterspørsel i et basisscenario for hver av sektorene/bransjene og i tillegg er det i noen sektorer/bransjer også vurdert et lavt scenario.

Fremskrivingene er input til modellkjøringer som viser markedsmessige tilpasninger i forhold til valg av brensel, teknologi, energieffektiviseringstiltak på både etterspørsel og produksjonssiden gitt ulike rammebetingelser (olje, gasspris, CO₂-kvotepris, europeiske elpriser, teknologiutvikling etc.). Etterspørselen er derfor beregnet som nettoenergi, hvis ikke noe annet er angitt.

2.2 Industri

Utviklingen innen industri er basert på vurderinger av utviklingen for ulike bransjer, med fokus på de bransjer som bruker mest energi.

For hver bransje er det vurdert en mest sannsynlig utvikling som ligger til grunn for et basisscenario. I tillegg er det i en del bransjer estimert et lavt scenario der en del kraftkrevende industri bygges ned over tid. I vedlegg 1 beskrives de ulike scenariene for hver industribransje og nedenfor er hele industrien oppsummert.

Det er benyttet tre ulike metoder for fremskriving av energibruk i industrien:

Metode 1: Basert på beste energiindikator og framskrevet aktivitetsnivå:

$$E_t = I_0 * P_t \quad (1)$$

Metode 2: Ved klar trend i historisk utvikling av netto energi:

$$E_t = E_0 * \Delta E \text{ historisk} * \Delta t \quad (2)$$

Metode 3: Ved spesiell kunnskap om enkeltbedrifter eller bransjer:

$$E_t = I_0 * P_t + E \text{ økning} - E \text{ reduksjon} \quad (3)$$

hvor:

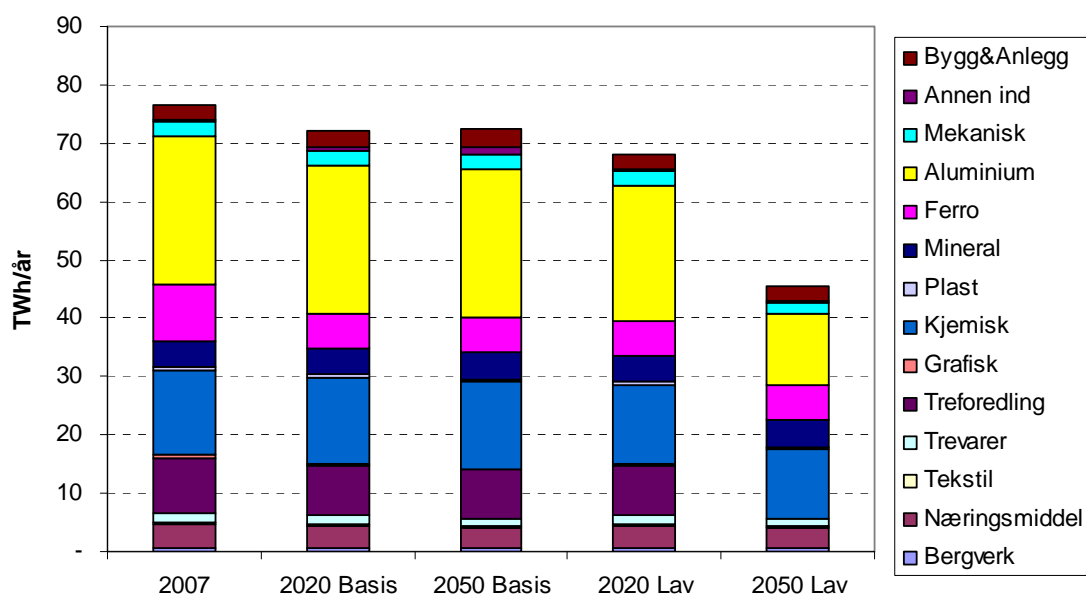
- E_t : energibehov år t
- E_0 : energibehov basisår
- ΔE historisk: årlig endring i energibruk
- I_0 : energiintensitet basisår
- P_t : Produksjonsindeks år t

I Figur 1 vises energietterspørselen totalt for industrien i henhold til de fremskrivninger som er gjort for hver bransje. Figuren viser energibruken i 2007, som er basert på statistikk og en antatt virkningsgrad ved beregning av nettoenergibruk. Basisscenariet i 2020 og 2050 er sammenlignet med et scenario med lavere energietterspørsel. Totalt blir nettoenergi etterspørsel i henholdsvis basis- og lavt scenariene 72 og 68 TWh i 2020 og 73 og 45 TWh i 2050 sammenlignet med 77 TWh i 2005. Utviklingen for hver bransje er også presentert i Tabell 1.

I basisscenariet er energibehovet til aluminiumproduksjon konstant i perioden, basert på at utfasing av Søderberganlegg blir kompensert av økt produksjon gjennom strømmøkningsprosjekter og det nye forskningsanlegget i Årdal. Alle FeSi-verk er antatt faset ut i løpet av 15 år, men halvparten av disse bygges om til silisiummetall. I kjemisk industri er det forventet en stabil energietterspørsel. Treforedlingsindustrien reduserer etterspørselen noe, med nedleggelsen av Union i 2006 og flere mindre fabrikker frem til 2020. Det meste av øvrig industri har en relativt konstant etterspørsel i perioden.

I scenariet med lav etterspørsel legges flere aluminiumsverk ned etter hvert og i 2050 er det bare tre aluminiumsverk som gjenstår. I kjemisk industri blir det en generell nedgang. Treforedlingsindustrien er helt faset ut, for å studere effektene av frigjøring av store mengder bioenergi. I det lave scenariet er energibruken i øvrige industribransjer framskrevet med trenden (basert på historisk utvikling) for sin bransje eller har konstant energibruk fram mot 2050. Det er blant annet forholdsvis høye priser på elektrisitet som fører til redusert industriproduksjon i Norge i dette scenariet.

Vi har ikke utviklet et høyt etterspørselsscenario for industrien. Høy etterspørsel etter energi i de kraftintensive bransjene forutsetter konkurransedyktige (lave) strømpriser.



Figur 1 Fremskrivning av netto energietterspørsel i basis- og lavt scenario i 2020 og 2050 sammenlignet med energibruk i henhold til energibalansen i 2007 (TWh)

Tabell 1 Utvikling i energibruk i ulike industribransjer i forhold til energibruk i 2007

	2007	2020	2050	2050
	TWh	basis	basis	lavt
Bergverk	0.54	0 %	0 %	0 %
Næringsmiddel	4.11	-5 %	-15 %	-15 %
Tekstil	0.22	0 %	0 %	0 %
Trevarer	1.59	-5 %	-15 %	-15 %
Treforedling	9.69	-13 %	-13 %	-100 %
Grafisk	0.40	-14 %	-47 %	-47 %
Kjemisk	14.59	3 %	3 %	-20 %
Plast	0.44	-8 %	-25 %	-25 %
Mineral	4.38	2 %	6 %	6 %
Ferro	9.83	-39 %	-39 %	-39 %
Aluminium	25.28	0 %	0 %	-51 %
Mekanisk	2.57	0 %	0 %	-34 %
Annen ind	0.50	16 %	53 %	0 %
Bygg&Anlegg	2.36	14 %	45 %	0 %
Totalt	76.50	-6 %	-6 %	-41 %

2.3 Husholdninger

For å beregne etterspørselen av nettoenergi i husholdningene er forbruket delt inn i fire formål; oppvarming varmtvann, lys og elspesifikt utstyr. Fordelingen i basisåret er basert på formålsfordelingen til NVE /2/, mens det er gjort egne vurderinger av formålsfordelingen utover i perioden. Fordelingen i basisåret er vist i Tabell 2. Blant annet er energibehov til lys redusert med 30 % i 2020 og med 60 % fra og med 2030, basert på informasjon fra European Lamp Companies Federation /3/.

Tabell 2 Formålsfordeling i basisåret

Formål	Andel
Romoppvarming	55 %
Oppvarming av varmt vann	15 %
Belysning	8 %
Annet elspesifikt utstyr	22 %

I beregningene av fremtidig energibruk er det valgt å bruke antall boliger som driver for energi til oppvarming og til lys, mens det er valgt å bruke befolkningsveksten for fremskrivning av energi til varmtvann og elspesifikt utstyr. Det er tatt utgangspunkt i befolkningsvekst i Perspektivmeldingen /4/. Befolkningsveksten har økt fra 0,5 % per år i denne forrige Perspektivmeldingen til 0,93 % per år i den nye Perspektivmeldingen. I den nye Perspektivmeldingen er det ikke beregnet utvikling i antall husholdninger, men Finansdepartementet oppgir at de ville legge samme forutsetninger til grunn som sist gang (dvs. at den prosentvise veksten i antall husholdninger er noe sterkere enn vekstraten for antall personer). I den forrige Perspektivmeldingen ble antall personer per bolig blir redusert fra 2,3 i 2005 til 1,85 i 2050 /8/. Hvis dette legges til grunn for beregning av antall husholdninger med de nye tallene for befolkningsvekst, vil antall husholdninger øke med 1,7 % nå. Valgte drivere og årlig endring av driver er vist i Tabell 3.

Tabell 3 Valgte drivere og endring i driver hentet fra Perspektivmeldingen /4/

Formål	Driver	Perspektivmeldingen Årlig endring av driver
Oppvarming	Antall boliger	1,7 %
Varmt vann	Befolkningsvekst	0,93 %
Lys	Antall boliger	1,7 %
Elspesifikt utstyr	Befolkningsvekst	0,93 %

Den eksisterende boligmassen består av 76 % enfamiliehus og 24 % husholdninger i flerfamiliehus i 2007. Statistikken over nybygging viser at andelen husholdninger i

flerfamiliehus øker. I 2007 var 49 % av nye boliger enfamiliehus og denne trenden har vi vurdert som sannsynlig at vil fortsette. Det er derfor antatt at andelen enfamiliehus av nye boliger som bygges i perioden 2020-2050 er 40 %. Totalt vil da andelen enfamiliehus være 70 % av boligmassen i 2020 og 60 % i 2050, se Tabell 4.

Tabell 4 Forutsetninger - boliger etter type

Boliger etter type	2005	2020	2050
Enfamiliehus eksisterende	76 %		
Flerfamiliehus eksisterende	24 %		
Enfamiliehus nye	49 % ¹	40 %	40 %
Flerfamiliehus nye	51 % ¹	60 %	60 %
Enfamiliehus totalt	76 %	70 %	60 %
Flerfamiliehus totalt	24 %	30 %	40 %

Arealene i både nye og eksisterende enfamilie- og flerfamiliehus er antatt å være konstant på dagens nivå, se Tabell 5. Utvikling i areal for ulike boligtyper og vekst i boligbygging er basert på historiske trender. Sammen med antagelsene om fordeling på enfamilie- og flerfamiliehus og veksten i befolkning og antall boliger innebærer det at areal per person øker fra 50 m² i 2007 til 68 m² i 2050 og at areal per bolig øker fra 114 m² i 2007 til 126 m² i 2050.

Rivningsraten er hentet fra Lavenergiutvalgets rapport /5/, hvor den er antatt å være 0,6 % pr år. Rivningsraten er her en andel av total bygningsmasse.

Tabell 5 Forutsetninger – areal

Areal pr boligtype	2007	2020	2050	enhet
Enfamiliehus, nye	155	155	155	m ² /bolig
Flerfamiliehus, nye	93	93	93	m ² /bolig
Enfamiliehus, eksisterende	125	125	125	m ² /bolig
Flerfamiliehus, eksisterende	75	75	75	m ² /bolig
Rivningsrate, eksisterende hus	0,6 %	0,6 %	0,6 %	

Utvikling i energiintensitet er basert på analyse av eksisterende boligmasse og antagelser om fremtidige forskrifter. I eksisterende boligmasse er det antatt at energibruken pr m² er konstant i hele perioden, mens den blir redusert med 1 % pr år i nye boliger, se Tabell 6. Energibruk til oppvarming er korrigert til et normalår og

¹ I modellen er nye enfamilie- og flerfamiliehus modellert fra 2010. Prosentvisfordeling mellom enfamilie- og flerfamiliehus i 2010 er basert på statistikk for 2007.

uttrykt som nettoenergibruk (beregnet med gjennomsnittlige virkningsgrader for ulike energibærere). I henhold til TEK07 skal nye leiligheter ikke bruke mer enn 120 kWh/m² og hvis 55 % av dette er til oppvarming så tilsvarer det 66 kWh/m². For småhus er energirammen 125 +1600/oppvarmet areal og med et antatt areal på nye småhus på 155 m² tilsvarer det 135 kWh/m² (74 kWh/m² til romoppvarming). I basisscenariet inngår det da ikke forventninger om lavenergi- eller passivhus.

Tabell 6 Forutsetninger – energibruk til oppvarming per m2 (normalårskorrigert nettoetterspørsel)

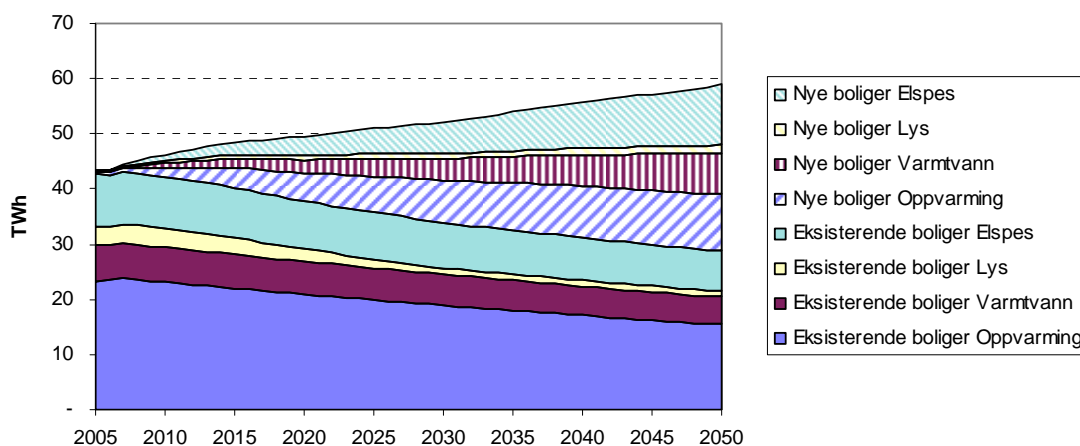
	2007	2020	2050	Enhet
Endring i intensitet per år, nye hus	-1	-1	-1	% per år
Enfamiliehus, nye	74	66	49	kWh/m ²
Flerfamiliehus, nye	66	59	43	kWh/m ²
Endring i intensitet per år, eksisterende hus	0	0	0	% per år
Enfamiliehus, eksisterende	103	103	103	kWh/m ²
Flerfamiliehus, eksisterende	95	95	95	kWh/m ²

Temperaturøkninger på grunn av klimaendringer vil sannsynligvis føre til et mindre oppvarmingsbehov i fremtiden, eventuelt kombinert med et økt kjølebehov. Studier tyder på at etterspørselen til romoppvarming kan bli redusert med i størrelsesorden 15 % til 2050 /6/. Det er derfor lagt til en antatt reduksjon i oppvarmingsbehovet som er lineært interpolert mellom 0 % i 2007 og 15 % i 2050. Energiintensiteten blir da som vist i Tabell 7.

Tabell 7 Energietterspørsel til romoppvarming hvis oppvarmingsbehovet blir redusert med 15 % til 2050

	2007	2020	2050	Enhet
Endring i intensitet per år, nye hus	-1	-1,35	-1,35	% per år
Enfamiliehus, nye	74	64	41	kWh/m ²
Flerfamiliehus, nye	66	57	37	kWh/m ²
Endring i intensitet per år, eksisterende hus	0	-0,35	-0,35	% per år
Enfamiliehus, eksisterende	103	98	88	kWh/m ²
Flerfamiliehus, eksisterende	95	90	81	kWh/m ²

De forutsetninger som er valgt resulterer i at energibruk per person blir redusert med 6 % til 2050, mens energibruk per bolig blir redusert med 23 % og per m² blir redusert med 28 %. Samlet sett fører antagelsene til en økning fra 45 TWh til 59 TWh (32 %) fra 2005 til 2050, se Figur 2.



Figur 2 Historisk energibruk og fremskrivning av energibruk i husholdningene 2005-2050

Med de antagelser som er gjort, vil formålsfordelingen i 2020 og i 2050 være annerledes enn i basisåret, se Tabell 8. Antagelsene er hovedsakelig skjerpete byggforskrifter som reduserer oppvarmingsbehovet og forbud mot glødepærer som reduserer energibruk til belysning.

Tabell 8 Formålsfordeling i 2007, 2020 og 2050

Formål	2007	2020	2050
Romoppvarming	55 %	53 %	44 %
Oppvarming av varmt vann	15 %	17 %	21 %
Lys	8 %	6 %	4 %
Elsesifikt utstyr	22 %	24 %	31 %

2.4 Tjenesteytende sektor

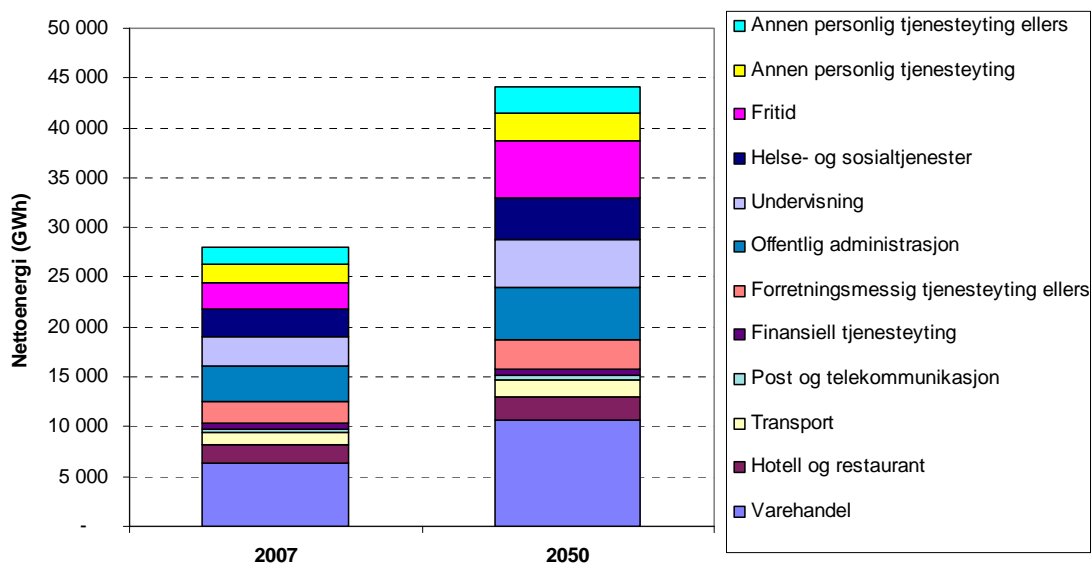
For fremskrivning av nettoenergieterspørsel i tjenesteytende sektor er det benyttet en Excel-modell som tidligere er utviklet for NVE /7/. Modellen er basert på historisk statistikk for energibruk og ulike forklaringsfaktorer for perioden 1990-2007 og fremskrivning gjennom valg og utvikling av drivere og tilhørende indikator. Tjenesteytende sektor er delt inn i 12 grupper og hver gruppe er delt inn i syv formål. Modellen beregner fremtidig etterspørsel etter nettoenergi i en valgfri periode.

Tabell 9 viser et utdrag fra modellen med de drivere, utvikling i driver og utvikling i indikator som er valgt i basisscenariet her. I varehandel, annen personlig tjenesteyting og annen personlig tjenesteyting ellers er bruttoprodukt valgt som driver, med en økning i driver på hhv 3,4 og 2,3 % og med en utvikling i indikator på hhv -1,4 og -1,0 % pr år. Privat konsum er brukt som driver i fritid med en økning i driver på 3,2 % pr år og en reduksjon i indikator på 1,0 % pr år. For alle de andre gruppene er det brukt antall ansatte som driver og utviklingen i driver er hentet fra Perspektivmeldingen 2009 /4/. Her er indikatoren antatt å være uforandret i perioden.

Figur 3 og Tabell 10 viser resultatene i netto energietterspørsel for hver av de 12 gruppene med ovennevnte valg av drivere etc. Etterspørselen av nettoenergi øker fra 28 TWh i 2007 til 44 TWh i 2050, hvilket tilsvarer 58 % økning. Dette er en noe større økning enn ved forrige analyse, da etterspørselen ble beregnet til 40 TWh i 2050. Årsaken til dette er at aktiviteten i alle tjenesteytende næringer, både målt i sysselsetting og bruttoprodukt, har økt fra Perspektivmeldingen i 2004 til 2009, se Figur 4 og Figur 5. Unntaket er timeverk i finansiell tjenesteyting som er redusert. Veksten er størst frem til 2020 og er lavere fra 2020 til 2050.

Tabell 9 Valgt driver og utvikling i driver og indikator for hver av undergruppene i tjenesteytende sektor i basisscenariet

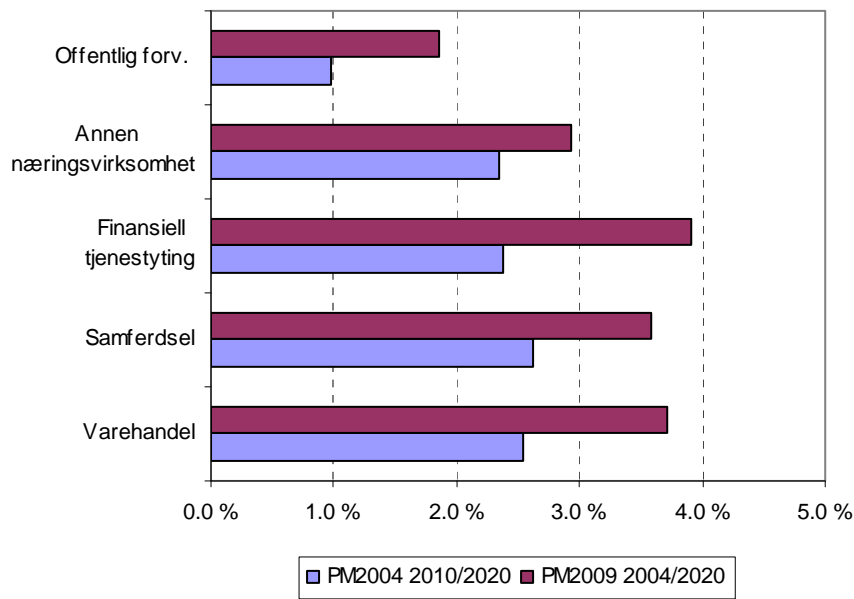
	Varehandel	Hotell og rest.	Transp.	Post og tele	Fin. tj.yt.	For. tj.yt. ellers	Off. adm.	Under-visning	Helse	Fritid	Annen pers. tj.yt.	Annen pers. tj.yt. ellers
Driver												
Varme	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Ventilasjon	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Varmtvann	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Pumper/vifter	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Lys	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Diverse	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Kjøling	BP	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Ansatte	Privat kons.	BP	BP
Utvikling i driver												
Varme	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Ventilasjon	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Varmtvann	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Pumper/vifter	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Lys	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Diverse	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Kjøling	3.4 %	0.5 %	0.9 %	0.5 %	0.5 %	0.5 %	1.0 %	1.0 %	1.0 %	3.2 %	2.3 %	2.3 %
Utvikling i indikator												
Varme	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %
Ventilasjon	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %
Varmtvann	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %
Pumper/vifter	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %
Lys	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %
Diverse	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %
Kjøling	-1.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.0 %	-1.0 %



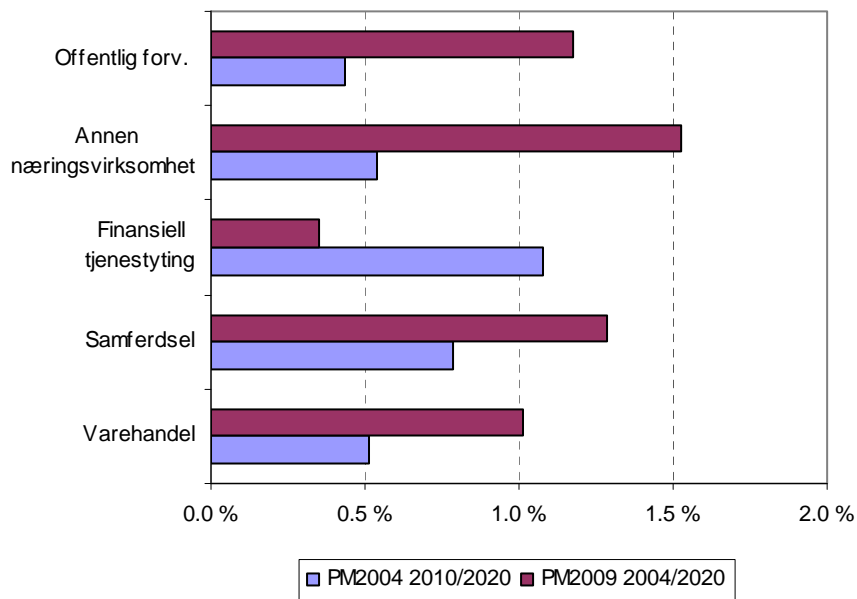
Figur 3 Fremskrivning av energibruk i tjenesteytende sektor fordelt på undergrupper

Tabell 10 Endring i energibruk fra 2007 til 2050 for hver av undergruppene i tjenesteytende sektor

Sektor	Nace	2007 (GWh)	2050 (GWh)	Endring
Varehandel	50-52	6 366	10 636	67 %
Hotell og restaurant	55	1 860	2 317	25 %
Transport	60-63	1 187	1 777	50 %
Post og telekommunikasjon	64	388	478	23 %
Finansiell tjenesteyting	65-67	519	639	23 %
Forretningsmessig tjenesteyting ellers	70-74	2 282	2 843	25 %
Offentlig administrasjon	75	3 439	5 343	55 %
Undervisning	80	3 061	4 756	55 %
Helse- og sosialtjenester	85	2 706	4 204	55 %
Fritid	92	2 690	5 931	120 %
Annen personlig tjenesteyting	93	1 786	2 752	54 %
Annen personlig tjenesteyting ellers	90,91,95,99	1 705	2 627	54 %
Totalt		27 989	44 304	58 %



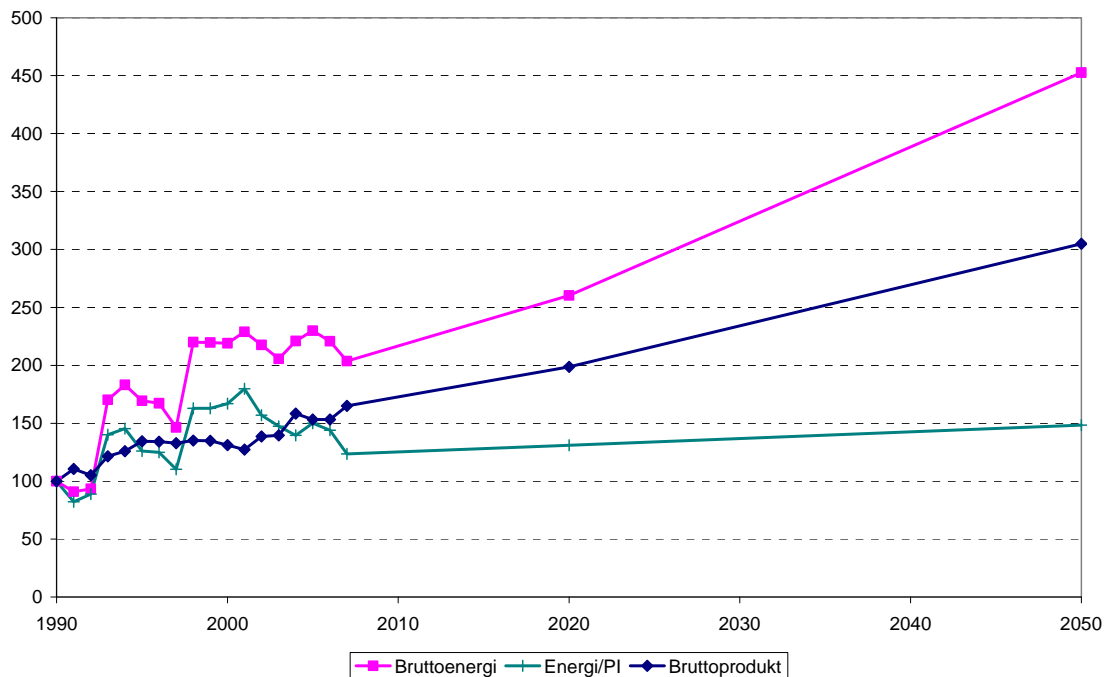
Figur 4 Sammenligning av vekst i bruttoprodukt i Perspektivmeldingen 2004 og 2009 i noen tjenesteytende sektorer(/4/ og /8/)



Figur 5 Sammenligning av vekst i timeverk i Perspektivmeldingen 2004 og 2009 i noen tjenesteytende sektorer(/4/ og /8/)

2.5 Primærnæringer

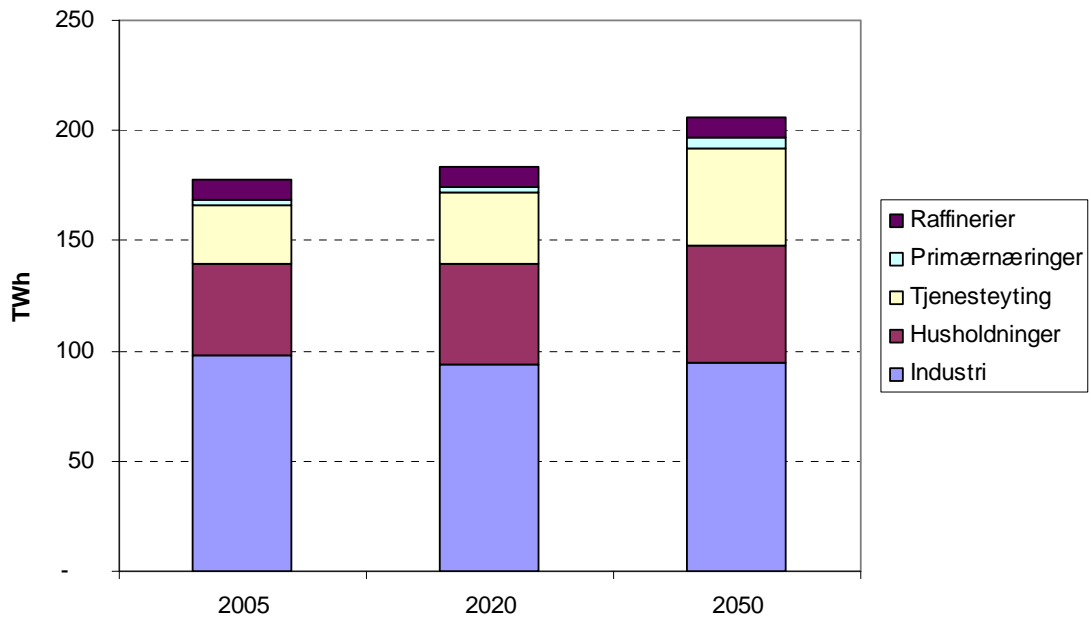
Fremskrivningen av energietterspørsel i primærnæringene er basert på fremskrivningen av bruttoproduktet i Perspektivmeldingen /4/ og utviklingen i energibruk per bruttoprodukt fra 1994 til 2007. Etterspørselen øker fra 2,3 TWh i 2007 til 2,9 TWh i 2020 og til 5,0 TWh i 2050.



Figur 6 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i primærnæringene i forhold til energibruk i 1990.

2.6 Totalt

For basisscenariet er den samlede etterspørselen etter nettoenergi til stasjonære formål i de ulike sektorene vist i Figur 7. For raffinerier er det ikke gjort noen fremskrivning, bare antatt at etterspørselen er lik dagens nivå. Totalt øker etterspørselen i stasjonær sektor med 6 TWh eller 4 % til 2020 og med 29 TWh eller 16 % til 2050.

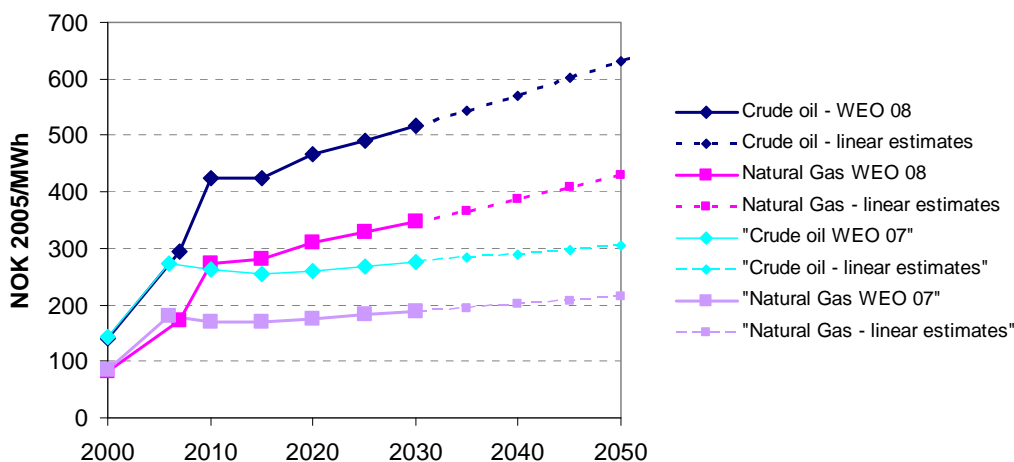


Figur 7 Fremskrivning av netto energietterspørsel til stasjonære formål på land (TWh)

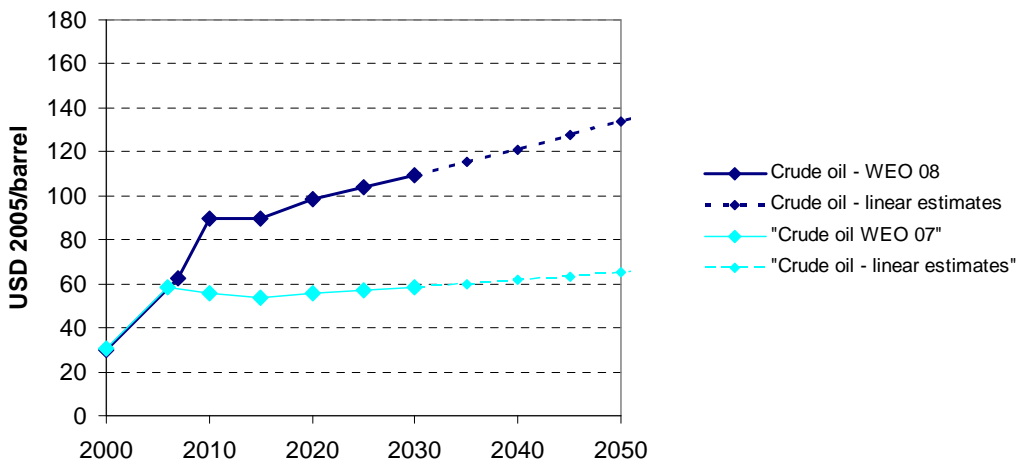
3 Forutsetninger – priser og potensialer

3.1 Energipriser

Prisen på olje og gass frem mot 2050 er basert på IEA WEO 2007 og 2008 /9/. Fremskrivningen av olje- og gasspriser var veldig høye i 2008. I analysene har vi derfor benyttet både 2007 og 2008-priser. WEO 2009 ble utgitt etter at analysene var gjennomført, og fremskrivningen av olje og gass priser ligger mellom 2007 og 2008. I Figur 8 er olje- og gassprisene vist i norske kr/MWh, mens i Figur 9 er oljeprisen presentert i US\$/fat.

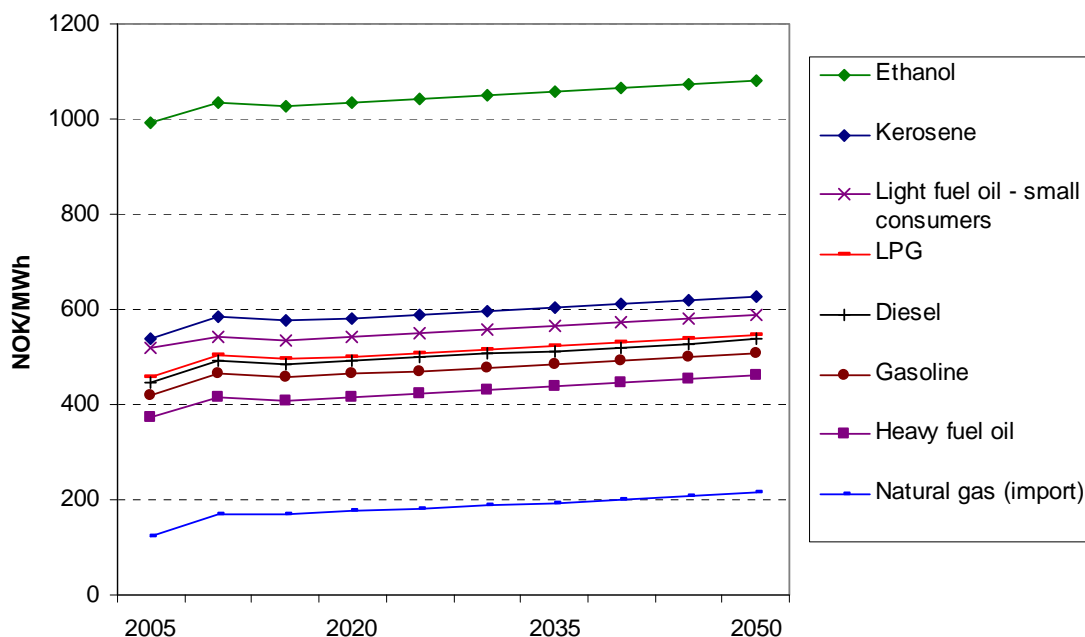


Figur 8 Pris på olje og gass i kr/MWh (fra WEO 2007 og 2008)



Figur 9 Pris på olje i US \$/fat (fra WEO 2007 og 2008)

Priser for petroleumsprodukter er avledet av pris for olje og gass. Prisutviklingen som er vist i Figur 10 gjelder for WEO 2007.



Figur 10 Fremskrivning av pris på petroleumsprodukter, basert på WEO 2007

Prisen på CO₂-kvoter i oktober 2009 ligger rundt 14 EUR/tonn /22/. I analysene er det brukt en høyere kvotepris enn den som gjelder i dag, på 200 kr/t CO₂ (25 EUR/tonn). Kvoteprisen vil medføre følgende økning i energiprisene fra ulike teknologier:

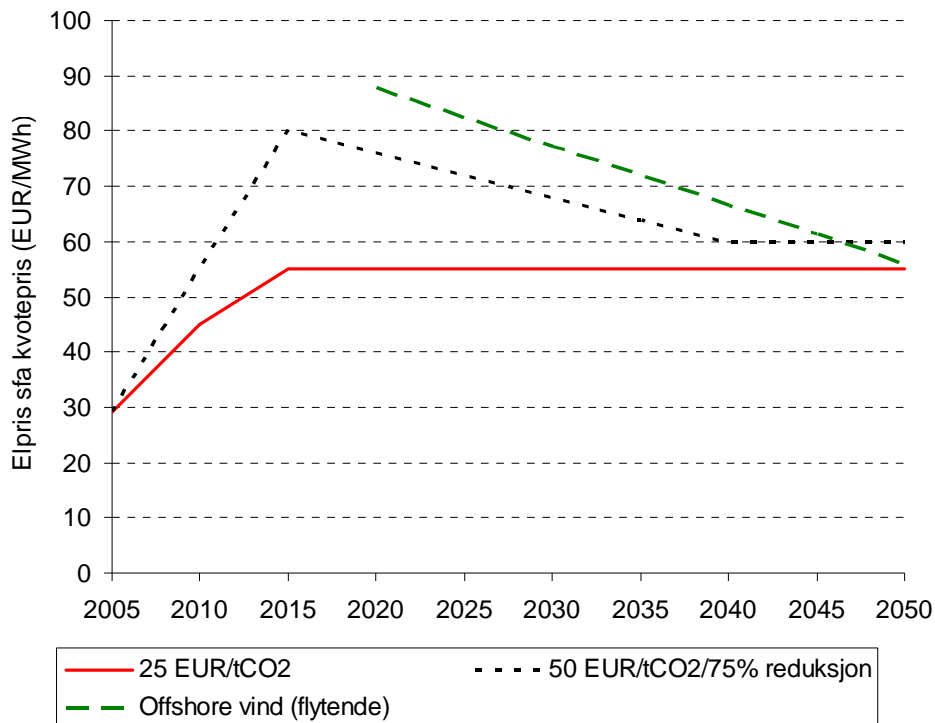
- Kullkraft: nærmere 20 øre/kWh
- Gasskraft: ca 7 øre/kWh
- Oljefyring: ca 7-8 øre/kWh varme
- Transport: ca 50 øre/liter bensin (~5 øre/kWh)

Modellen kan importere og eksportere elektrisitet til Europa. Prisene som er brukt for import/eksport er basert på de beregningene som ble gjort i forbindelse med analysene i 2007 /1/. Følgende eksport/importpriser er benyttet:

- 29 EUR/MWh i 2005
- 45 EUR/MWh i 2010
- 55 EUR/MWh for perioden 2015-2050

Fra 2015 er det tatt utgangspunkt i prisen på forwards i Tyskland (EEX) og kostnaden for el fra kull ved ulike CO₂-priser. Det er antatt at europeisk pris på elektrisitet i gjennomsnitt vil være 55 EUR/MWh i 2015-2050.

Figur 11 viser gjennomsnittlig elpris over året ved en kvotepris på hhv 25 EUR/t CO₂ og 50 EUR/t CO₂. I tillegg er kostnaden på flytende offshore vindkraft som er brukt i analysene vist i figuren.

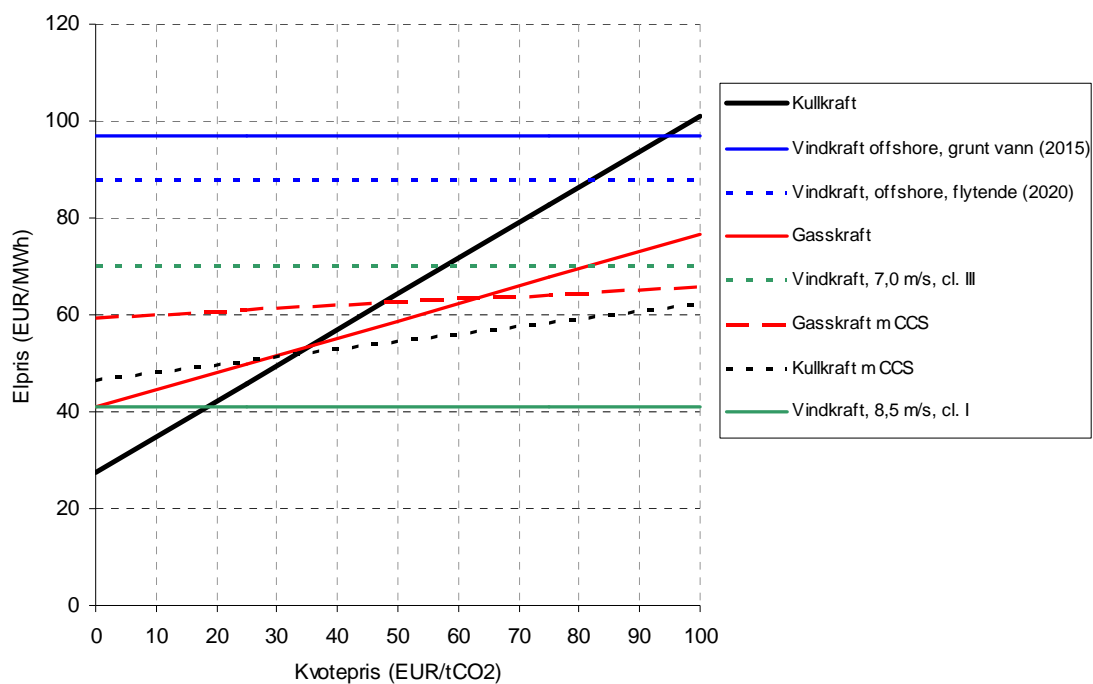


Figur 11 Fremskrivning av elpris som funksjon av kvotepris, beregnet som gjennomsnitt over året (EUR/MWh)

For å estimere sammenhengen mellom CO₂-pris og elpris i Europa er det beregnet marginalkostnad for ulike produksjonsteknologier mot kvotepriser, se Figur 12. Det er brukt 7 % kalkulasjonsrente og en kullpris på 36 kr/MWh.

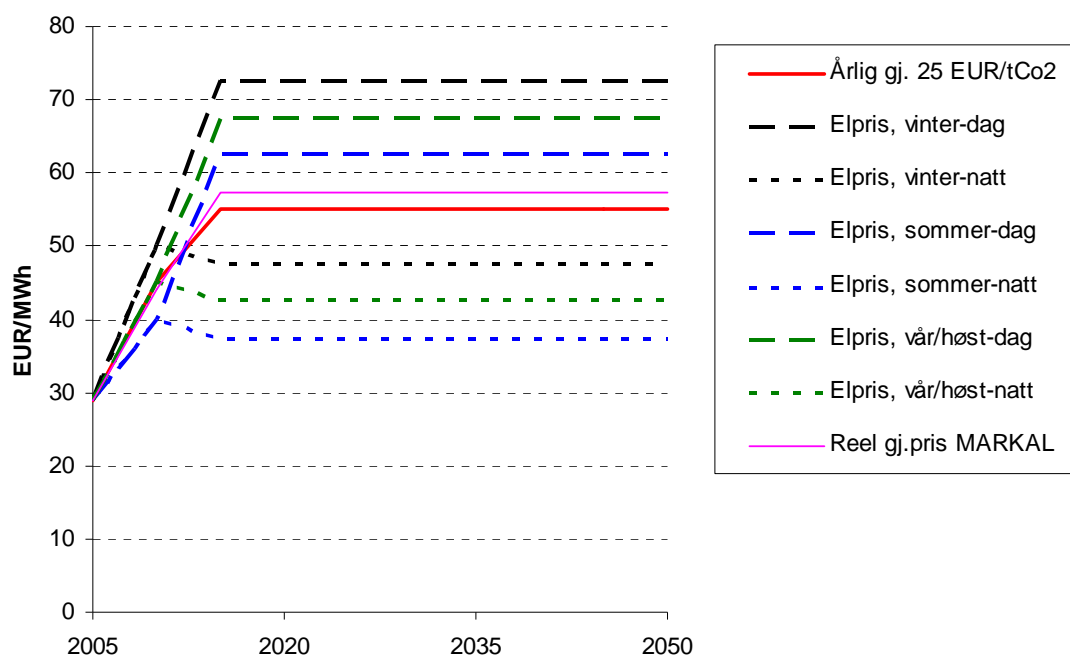
Figur 12 viser at kullkraft uten CCS er billigst når kvoteprisen er lav. Med en kvotepris på 20 EUR/t CO₂ er landbasert vindkraft like rimelig som kullkraft. Når kvoteprisen øker til 40 EUR/t CO₂ blir gasskraft uten CCS og kullkraft med CCS billigere enn kullkraft uten CCS. Gasskraft med CCS blir rimeligere enn gasskraft uten CCS med en kvotepris på ca 65 EUR/t CO₂. Kullkraft med CCS er alltid billigere enn gasskraft med CCS, uansett kvotepris.

Det er benyttet dagens kostnadsnivå på de ulike energiteknologiene, med unntak av offshore vind, jf. Figur 11. I tillegg er det en virkningsgradsforbedring for CO₂-fangst. I analysene er det lagt inn reduksjon av investeringskostnadene for vindkraft, slik at dette blir mer konkurransedyktig mot slutten av perioden.



Figur 12 Kostnader for elproduksjon vs kvotepris

Prisen på import og eksport av elektrisitet varierer over både døgnet og sesongen. Det er antatt en sesongvariasjon på 10 EUR/MWh for hele perioden og en døgnvariasjon i Tyskland på 25 EUR/MWh. Figur 13 viser døgn- og sesongvariasjonen for elprisen i Europa ved 25 EUR/t CO₂. Gjennomsnittsprisen vil på grunn av ulik lengde på sesong og dag/natt være noe høyere enn middelverdien, og den ligger på ca 57 EUR/MWh.



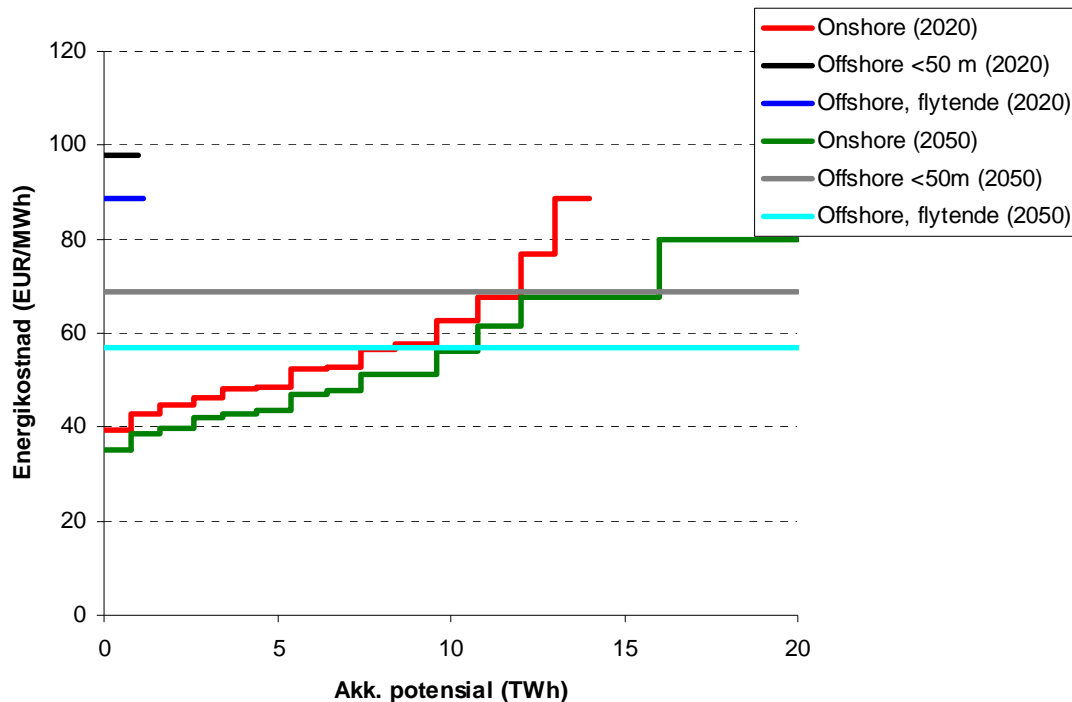
Figur 13 Døgn og sesongvariasjon for elprisen, ved kvotepris 25 EUR/t CO₂

3.2 Potensial for ny kraft

Potensialet for ny vannkraft er basert på tall fra NVE /10/ og er totalt 8,3 GW. Potensialet fordeler seg på 2,5 GW stor vannkraft som med en brukstid på ca 4000 timer gir 10 TWh og 15 TWh småkraft.

Potensialet for vindkraft er ikke forandret fra analysene til Lavutslippsutvalget /18/. Det totale vindkraftpotensialet var da anslått til 60 TWh, hvorav 20 TWh onshore, 20 TWh offshore, grunt vann og 20 TWh, offshore, dypt vann. Brukstiden for offshore vind nær land er antatt å være lik brukstiden for landbasert vindkraft med en gjennomsnittlig vindhastighet på 8 m/s, basert på NVE /19/. Potensial og tilhørende kostnader for vindkraft er vist i Figur 14.

I modellen er det også mulig å investere i gasskraft med CO₂-håndtering og i andre kraftproduksjonsteknologier som for eksempel tidevann (1 TWh), bølgekraft (10-20 TWh), biomasse og avfall.



Figur 14 Potensialkurve vindkraft

3.3 Kapasitet for eksport/import av el

I modellen er det mulig å både eksportere og importere elektrisitet. De kabelforbindelser som finnes i dag har en eksportkapasitet på ca 5260 MW, fordelt som følger:

- 1100 MW til Nord-Sverige
- 2300 MW til Sør-Sverige
- 120 MW til Finland
- 1040 MW til Danmark
- 700 MW til Nederland

I tillegg er det muligheter for import fra Russland på 50 MW, men ingen eksport.

Av ytterligere muligheter er det planlagt en oppgradering av Nea-Järpstrømmen (+350 MW) i 2010 og Skagerak 4 (600 MW) i 2015. Kapasiteten vil kunne være lavere, grunnet revisjoner og begrensninger andre steder i nettet.

Det er i modellen mulighet for å øke import/eksport kapasitet til Europa ved hjelp av nye kabler. Det er antatt at det kan bygges ut ny kapasitet for utveksling til Europa basert på kostnadene for NorNed-kabelen.

3.4 Elektrifisering av sokkelen

Potensialet for elektrifisering av norsk sokkel er basert på informasjon fra studien “Kraft fra land til norsk sokkel” utarbeidet av Oljedirektoratet, NVE, Petroleumstilsynet og SFT (2008) /12/. Elektrifisering av områder i Nord-Norge er basert på data fra StatoilHydro and Eni Norge /13/. I modellen er elektrifiseringen inndelt i de fem områdene Sørlege Nordsjø, Midtre Nordsjø, Norlige Nordsjø, Norskehavet og Nord-Norge.

Elektrifiseringen er modellert fra 2015, med unntak av Nordlige Nordsjø, hvor Troll A er elektrifisert. Når Gjøa igangsettes i 2010 er det med kraftforsyning fra land. Dersom oppstart for elektrifisering kommet senere enn 2015, vil tiltakskostnaden øke, som følge av at det er størst kraftbehov og CO₂-utslipp de første årene. På grunn av redusert aktivitet på sokkelen, vil kraftbehovet reduseres utover i analyseperioden.

Det er lagt til grunn at kraften kommer fra markedet, og ikke fra dedikert kraftproduksjon. Det er forutsatt at nødvendig kraftoppdekning gjennomføres ved forsterking av eksisterende kraftnett, bygging av ny produksjonskapasitet eller ved utfasing av annet elforbruk (f.eks redusert etterspørsel i kraftintensiv industri).

Investeringskostnadene i modellen er gyldig for hvert område. Dersom flere områder elektrifiseres samtidig kan kapasitetsproblemer som kan oppstå, men dette er det ikke tatt hensyn til i modelleringen.

Det er i modellen forutsatt en del-elektrifisering, det vil si at kraft fra land erstatter gassturbiner. En del-elektrifisering av sokkelen kan utgjøre ca 1,5 TWh i 2015. Potensialet for CO₂ reduksjon er da ca 1,4 Mt CO₂ i 2015.

Det er usannsynlig at det vil en hel-elektrifisering av sokkelen. En hel-elektrifisering av sokkelen vil innebære ca 10 TWh i 2015 i henhold til OLF /20/. Potensialet for CO₂ reduksjon er da ca 6,3 MtCO₂ i 2015.

Offshore vind kan enten transporteres til land eller bidra til elektrifisering av petroleumsinstallasjoner.

3.5 Bioenergikostnader og potensial

Tilgang og kostnad for innenlands bioenergi som er brukt i modellen er vist i Tabell 11. De billigste kostnadsklassene består av biprodukter fra treforedlings- og trevareindustrien, industriavfall og avfall. Ved i kostnadsklasse 1 er til stor del selvhogd ved som det er satt en pris på ca 10 øre/kWh på. Kjøpt ved produseres fra kategorien ”skogsbrensel” og konkurrerer med annen bruk av bioenergi.

I tillegg til innenlandske ressurser er det mulig å importere skogsflis eller pellets i ubegrensede mengder. Dette kan også til dels ses som ytterligere innenlandske ressurser til en høyere pris.

Pellets som brukes i flerfamiliehus har en leveringskostnad på 10 øre/kWh i tillegg til energikostnaden, og for enfamiliehus er leveringskostnaden 16 øre/kWh. Ved som produseres fra skogsbrensel og selges til husholdningene har en leveringskostnad på 30

øre/kWh. Biprodukter fra treindustri som brukes i annen industri har en leveringskostnad på 15 øre/kWh.

Tabell 11 Bioenergiressurser og kostnader

	Potensial (TWh)			Pris (kr/MWh)		
	2005	2020	2050	2005	2020	2050
Bark	2.9	2.9	2.9	1	1	1
Biprodukt fra industrien	4.2	4.2	4.2	100	100	100
Avlut	1.8	1.8	1.8			
Skogsbrensel kl.1	4	8	8	160	214	321
Skogsbrensel kl.2	4	8	8	180	234	341
Ved	7	7	7	100	100	100
Industriavfall	0.9	0.9	0.9			
Husholdningsavfall	3.1	3.4	3.5			
Importert skogsbrensel/pellets				230	299	436
Importert biodiesel 2. gen				900	967	1080
Bioetanol				991	1239	1405
Totalt	27.9	36.2	36.3			

3.6 Potensial for energieffektivisering

Potensialet for energieffektivisering i husholdninger er basert på informasjon fra Enova i forbindelse med forrige studie i 2007 /1/ og utgjør i modellen ca 22 % av elatterspørselen og ca 31 % av etterspørselen etter termisk energi i 2005. I 2020 er det totale potensialet for både termisk og elektrisk energi 9,6 TWh og i 2050 er det 10,4 TWh. I tillegg kommer soltermiske tiltak og varmepumper som også reduserer energietterspørselen.

Investeringskostnaden i energieffektiviseringstiltak er beregnet som en årlig gjennomsnittlig kostnad, basert på investeringskostnad, levetid for hvert tiltak og en kalkulasjonsrente på 7 %. Potensialet er inndelt i fire kostnadsklasser for hver etterspørselskategori innenfor husholdninger og tjenesteytende sektor. De billigste tiltakene kan gjennomføres til kostnad på ca 50 øre/kWh, de nest billigste koster ca 1 kr/kWh, deretter 2,2 kr/kWh og 5,5 kr/kWh.

I tjenesteytende sektor er energieffektiviseringspotensialet for oppvarming beregnet til nesten 40 % og for elspesifikke formål til 14 %, hvilket tilsvarer et totalt effektiviseringspotensial på 2 TWh el i 2020 og 2,5 TWh el i 2050, 7 TWh varme i 2020 og 9 TWh varme i 2050.

Energieffektiviseringspotensialet i industrien er stort sett lik det som ble brukt i analysene for Lavutslippsutvalget, men tilpasset utviklingen i energietterspørsel for hver industrisektor /1/. Totalt potensial for energieffektivisering i 2020 er 14,4 TWh og i 2050 15 TWh. I scenariet med lavere utvikling i etterspørsel etter energi, er effektiviseringspotensialet tilsvarende lavere. Kostnaden er beregnet som en årlig gjennomsnittlig kostnad, basert på investeringskostnad, levetid for hvert tiltak og en kalkulasjonsrente på 7 %. Noen tiltak krever mer forskning/utvikling før de kan gjennomføres, men de fleste kan gjennomføres med dagens teknologi.

Potensialet for energieffektivisering innenfor aluminium, ferrolegeringer, treforedling og sement er hentet fra en studie finansiert av PIL og Enova i 2002 /14/ og forøvrig er det brukt oppdateringer av tidligere studier. I treforedlingsindustrien kan nevnes intern utnyttelse av spillvarme og økt brukt av biobrensel. I aluminiumsindustrien kan man spare energi ved oppgradering av Søderberg og prebaked og ved varmegjennvinning i støperier. I ferrolegeringsindustrien er det mulig å produsere strøm fra spillvarme, men det er relativt dyre tiltak. Noen av de dyrere tiltakene krever mer forskning før de kan realiseres.

3.7 Teknologikostnader

De teknologikostnader som er brukt i analysene med den norske MARKAL-modellen er basert på analysene og modellen som ble brukt i tilsvarende prosjekt for Enova i 2007 /1/, unntatt for elektrifisering av sokkelen og transportsektoren som er oppdatert i forbindelse med forskningsprosjektet NorWays /17/. Kostnader for et stort antall teknologier (bl.a. energieffektivisering, fjernvarme, vind) er utvekslet og diskutert med Enova.

Kostnader for vannkraft og vindkraft er oppdatert basert på NVEs Kostnader for produksjon av kraft og varme /10/.

Kostnader for bølgekraft og tidevann er oppdatert basert på informasjon fra Enova /15/ og ETP2006 /16/.

Personbiler	Lastebiler	Tog
Elbatteri	biodiesel	80% el / 20 % diesel
Plug-inn bensin	diesel	
Plug-in hydrogen	hydrogen	Skip
biodiesel		diesel
biodiesel-hybrid	Busser	hydrogen
diesel	biodiesel	LNG
diesel-hybrid	biodiesel-hybrid	
etanol 85%	hydrogen forbrenning	Fly
etanol 85%-hybrid	hydrogen forbrenning	flybensin
bensin	brenselcelle	Mobilt utstyr
bensin-hybrid	brenselcelle-hybrid	diesel
hydrogen forbrenningsmotor	diesel	Fiskebåter-små
hydrogen forbrenningsmotor-hybrid	diesel-hybrid	Marin diesel
brenselcelle	gass (CNG)	Fiskebåter-store
brenselcelle-hybrid		Marin diesel
gass (CNG)		
gass (CNG)-hybrid		

Figur 15 Mulige teknologier modellert i transportsektoren

3.8 Fremskrivning av transportsektoren

Fremskrivning av energietterspørsel til transport er hentet fra analysene til Lavutslippsutvalget /23/ og NorWays /17/, som er basert på tall fra "Nasjonalt transportplan 2006-2015". I gjennomsnitt øker etterspørselen med 37 %.

Tabell 12 Fremskrivning av transportsektoren(/23/ og /17/)

Sektor	Utvikling 2005 til 2050
Busser	14 %
Personbiler	41 %
Lastebiler	52 %
Jernbane	41 %
Mobilt utstyr	41 %
Skip	34 %

4 Analyseresultat

4.1 Modell

Det er den norske MARKAL-modellen som er brukt i dette prosjektet, med basisår 2005. Analyseperioden er 2005 til 2050, og modellen er bygget opp med 5 års intervaller. Modellen er beskrevet i vedlegg 2.

4.2 Scenarier

Den norske MARKAL-modellen er brukt til å analysere fem ulike scenarier og tre kombinasjoner. Alle scenariene er basert på det som tidligere er omtalt som "basisscenario" når det gjelder fremskrivning av energietterspørsel, med unntak av et scenario som bruker det som er beskrevet som et "lavenergietterspørselsscenario", se kap. 2. Det gir følgende ulike scenarier:

- BAU "Business As Usual": referanseetterspørsel, med dagens støtteordninger, energipriser basert på World Energy Outlook 2007 og kvotepris 25 EUR/t CO₂,
- WEO2008 som BAU, men med olje- og gasspriser basert på World Energy Outlook 2008
- LAV som BAU, men lav industrietterspørsel
- DIR som BAU, men med krav om minimum 75 % fornybar energi av total forbruk fra 2020 (Fornybardirektivet)
- ELBIL som BAU, men fra 2020 kan man kun investere i plug-in hybridbiler, hvilket skal simulere en elektifisering av bilparken
- -EE som BAU, men uten mulighet for gjennomføring av energieffektiviseringstiltak
- DIR-EE kombinasjon av fornybardirektivet og ingen energieffektiviseringstiltak
- ELBIL-EE kombinasjon av elektrifisering av bilparken og ingen energieffektiviseringstiltak

I scenario 1 – BAU – er dagens støtteordninger simulert ved at investeringskostnaden er redusert med 20 % for fjernvarmenett, bioenergikjeler (i fjernvarmeverk, industri, yrkesbygg og husholdninger), varmepumper (ikke luft-luft), solfangere og pelletskaminer. Støtte til vindkraft er simulert som en reduksjon i investeringsstøtten på 17-20 % og er uforandret fra forrige studie /1/. Det er antatt at Kårstø finnes med CO₂-håndtering i perioden 2015-2035 og at flere gasskraftverk ikke kan bygges uten CO₂-håndtering.

I de fem første scenariene blir energieffektiviseringstiltak benyttet i stor utstrekning. For å vise hva som velges hvis energieffektivisering ikke gjennomføres i samme omfang som lønnsomheten tilsier, er det laget en variant av basisscenariet uten mulighet for energieffektivisering (-EE) og to kombinasjonsscenarioer (DIR-EE og ELBIL-EE). På den måten får blir utfallsrommet mellom gjennomføring av all lønnsom energieffektivisering og ingen investering i energieffektiviseringstiltak i det hele tatt analysert.

I figurene som viser energibruk fordelt på energibærere, er ”spart energi” tatt med for å vise hvilken energimengde energieffektivisering tilsvarer. I begrepet ”spart energi” inngår både energieffektiviseringstiltak, ”soldelen” i soltermiske tiltak og ”omgivelsesvarmen” i varmepumpetiltak. I figurer som viser hvilke varmeteknologier som velges, inkluderer ”varmepumpe” både elektrisitet og omgivelsesvarme.

4.3 Industri

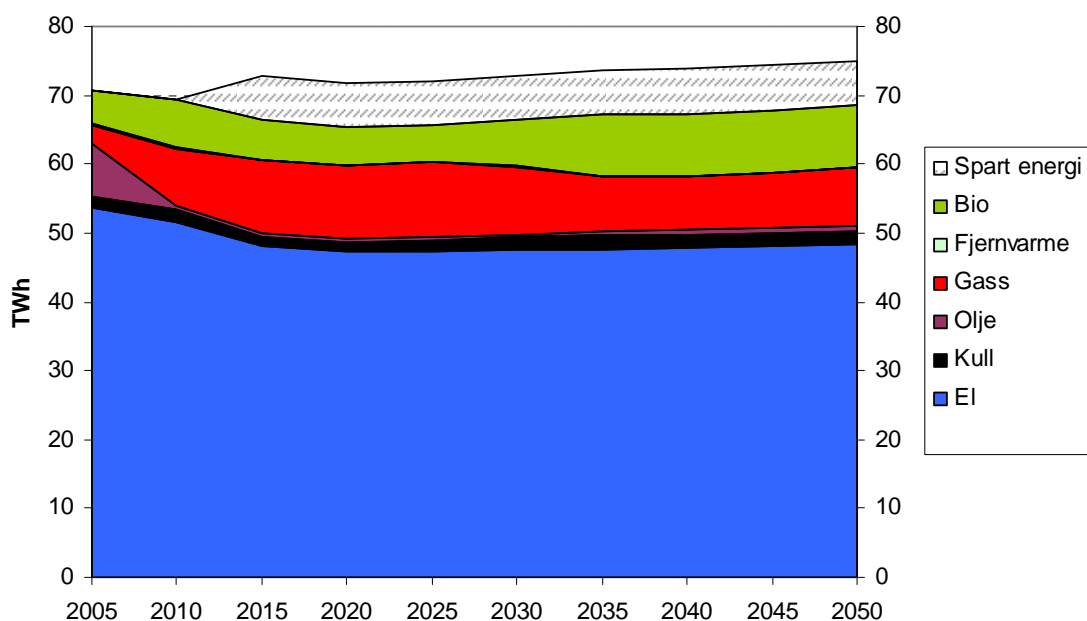
Figur 16 og Figur 17 viser energibruk i industrien fordelt på energibærere i henholdsvis basisscenariet og i 2020 og 2050 i de ulike scenariene. Bruk av ikke-susstituerbare brensler i industrien er ikke inkludert.

I de scenariene som tillater investering i energieffektiviseringstiltak blir energietterspørselen redusert med 5,8-6,4 TWh i 2020 og med 4,9-7,4 TWh i 2050. Spart energimengde er lavest i scenariet med lav energietterspørsel og høyest i scenariet med høye olje- og gasspriser. Energieffektiviseringen tilsvarer ca 10 % av energibruken i basisalternativet.

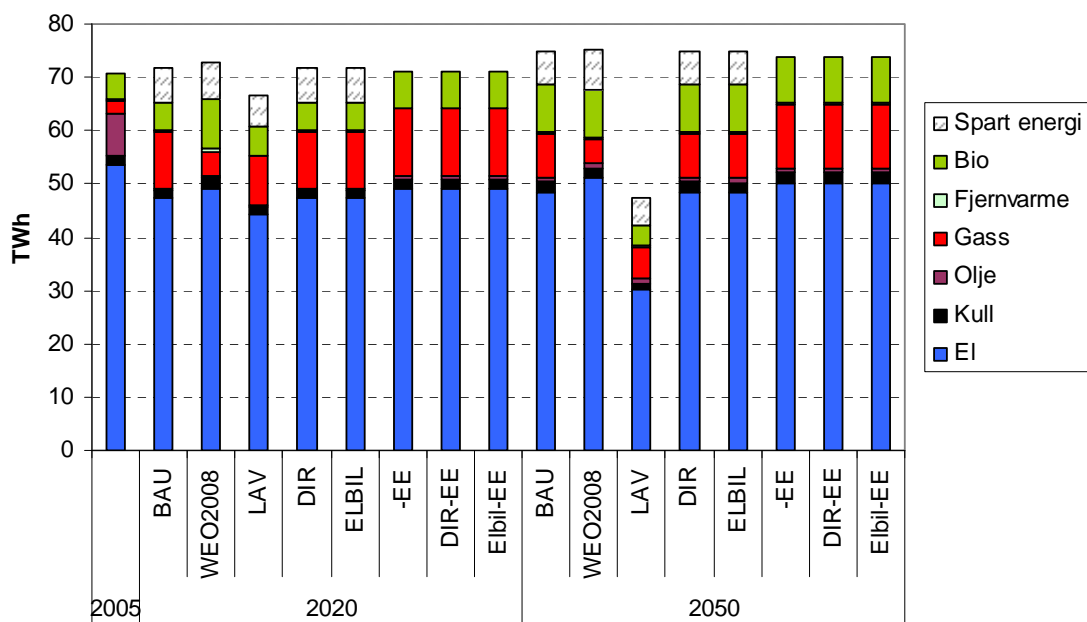
Forbruket av bioenergi øker med 0,6 TWh i 2020 BAU, LAV, DIR og ELBIL-scenariene, med 5 TWh i WEO2008 og med 2 TWh i scenariene uten energieffektiviseringstiltak. I 2050 er økningen 3,2 TWh i alle scenariene unntatt LAV, hvor bioenergibruken er redusert pga null aktivitet i treforedlingsindustrien.

Oljeforbruket fases ut i alle scenariene og erstattes for en stor del med gass. Hvis ikke energieffektiviseringstiltak gjennomføres, brukes det generelt mer gass.

Bruken av elektrisitet er lavere enn i 2005 i alle scenariene. Verken fornybardirektivet eller elektrifisering av bilparken har noen innvirkning på elforbruket i industrien.



Figur 16 Energibruk i industrien fordelt på energibærere i basisscenariet



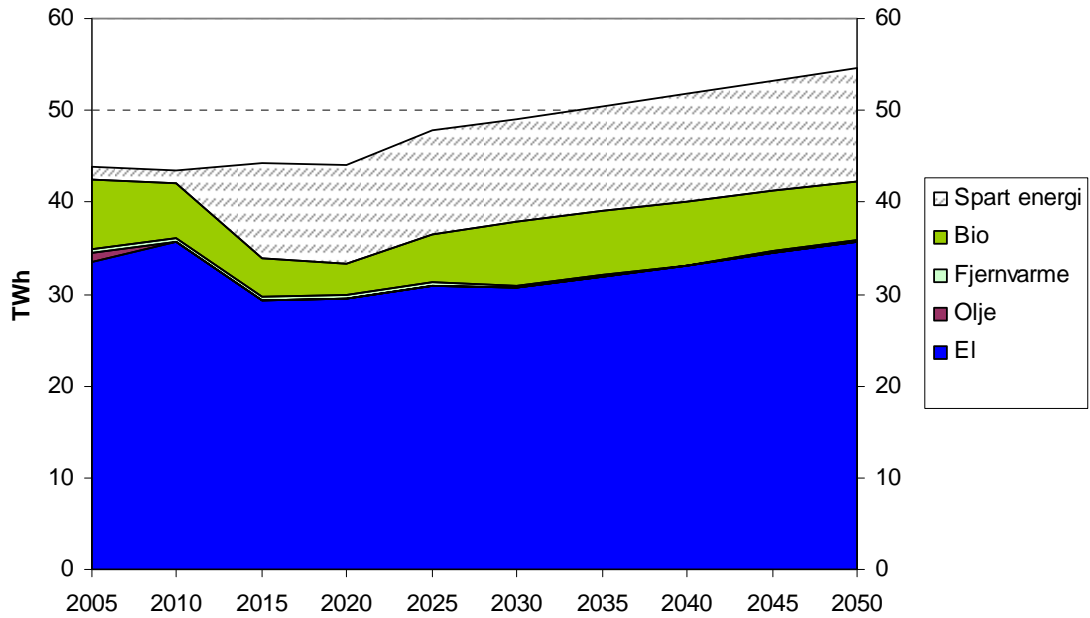
Figur 17 Energibruk i industrien fordelt på energibærere i de ulike scenariene

4.4 Husholdninger

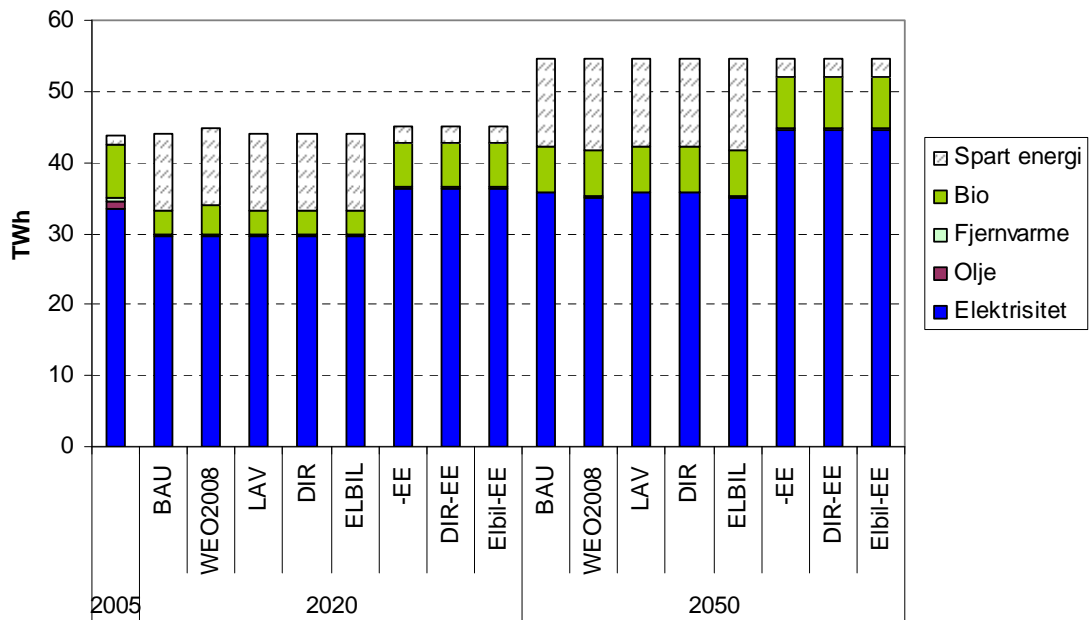
Energibruken i husholdninger fordelt på ulike energibærere er vist for basisscenariet i Figur 18 og for de ulike scenariene i 2020 og 2050 i Figur 19.

Energieffektivisering fører til en stor reduksjon i energibruk fra 2015 (som er det første året som modellen kan investere i energieffektiviseringstiltak). Totalt tilsvarer spart

energi ca 24 % av energietterspørselen i husholdninger. ”Spart energi” i 2005 er omgivelsesvarme til varmepumper. Energieffektiviseringen fører til et redusert forbruk av ved og elektrisitet. Oljeforbruket fases ut med en gang i alle scenariene. Forbruket av fjernvarme er relativt konstant i alle scenariene på dagens nivå.



Figur 18 Energibruk i husholdninger fordelt på energibærere i basisscenariet (BAU)



Figur 19 Energibruk i husholdninger fordelt på energibærere i de ulike scenariene

De varmeteknologiene som velges i husholdningssektoren er vist i Figur 20 for basisscenariet og i Figur 21 for alle scenariene i 2020 og 2050. Flere teknologier er

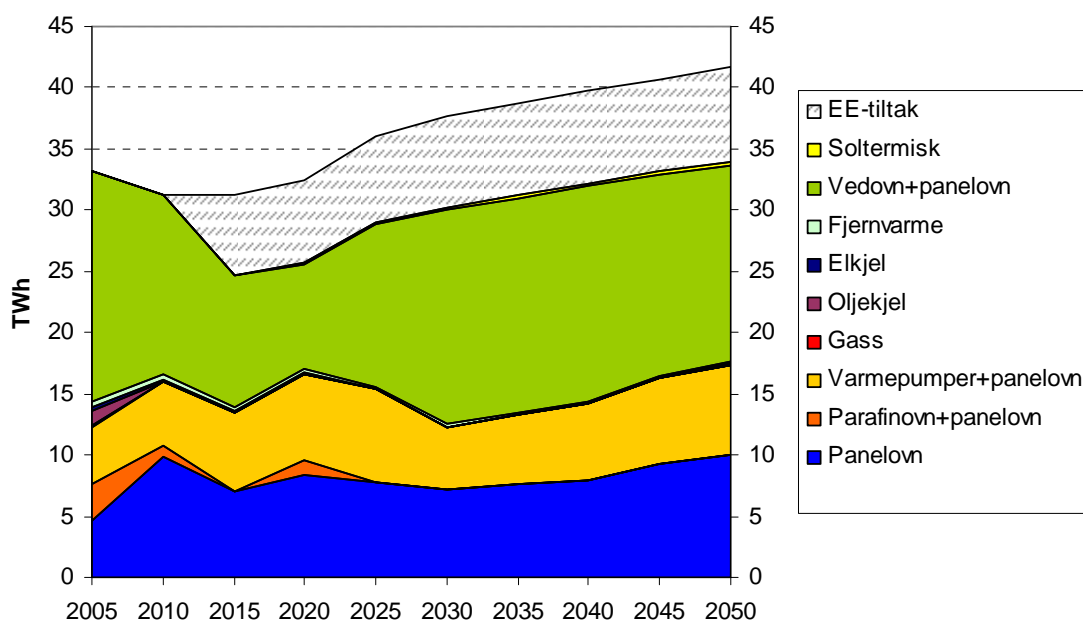
kombinasjonsteknologier og arealet viser summen av kombinasjonsteknologien (for eksempel inkluderer ”vedovn + panelovn” både forbruket av ved og elektrisiteten til panelovnene). Fordelingen på energibærere ble vist i de to forrige figurene.

Kombinasjonen vedovn og panelovn blir redusert til å begynne med på grunn av redusert energibruk ved gjennomføring av energieffektiviseringstiltak. Hvis energieffektiviseringstiltakene ikke blir gjennomført er forbruket av ved relativt konstant, som vises i scenariene –EE, DIR-EE og ELBIL-EE i Figur 21.

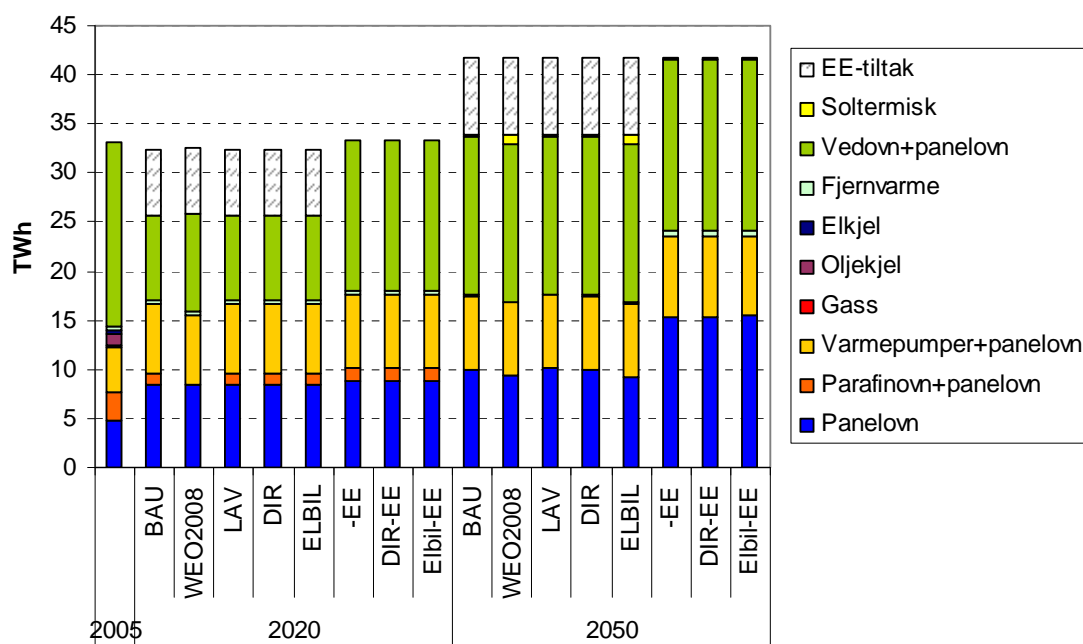
Varmepumper kombinert med panelovner øker med 2,5-3 TWh i scenariene med energieffektiviseringsmuligheter og med 3-3,5 TWh i scenariene uten mulighet for investering i energieffektiviseringstiltak.

Olje og gass blir faset ut med en gang i alle scenariene, men parafinovner kombinert med panelovner overlever så lenge eksisterende teknologi fungerer, men det blir ikke reinvestert i parafinovner.

Bruken av elektrisitet til oppvarming øker i alle scenariene. I 2050 blir det brukt 10 TWh mer elektrisitet til oppvarming hvis energieffektivisering ikke gjennomføres.



Figur 20 Varmeteknologier i husholdningene i basisscenariet (BAU)



Figur 21 Varmeteknologier i husholdningene i de ulike scenariene i 2020 og 2050

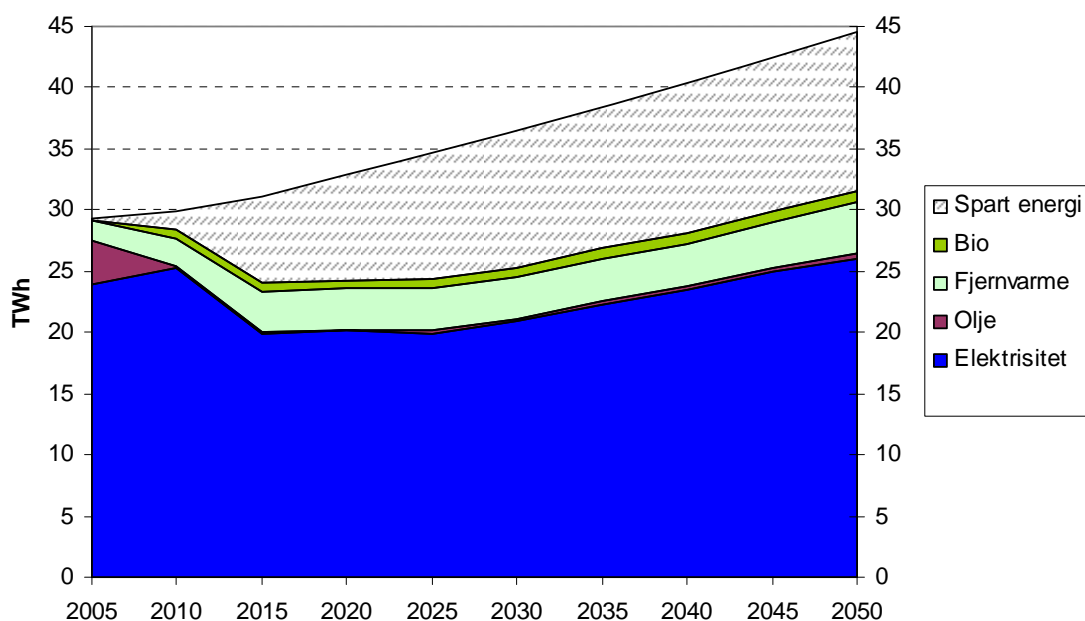
4.5 Tjenesteytende sektor

Energibruk fordelt på energibærere i tjenesteytende sektor er vist i Figur 22 for basisscenariet og i Figur 23 for alle scenariene i 2020 og i 2050. "Spart energi" inkluderer energieffektiviseringstiltak, soltermiske teknologier og omgivelsesenergien som brukes i varmepumper.

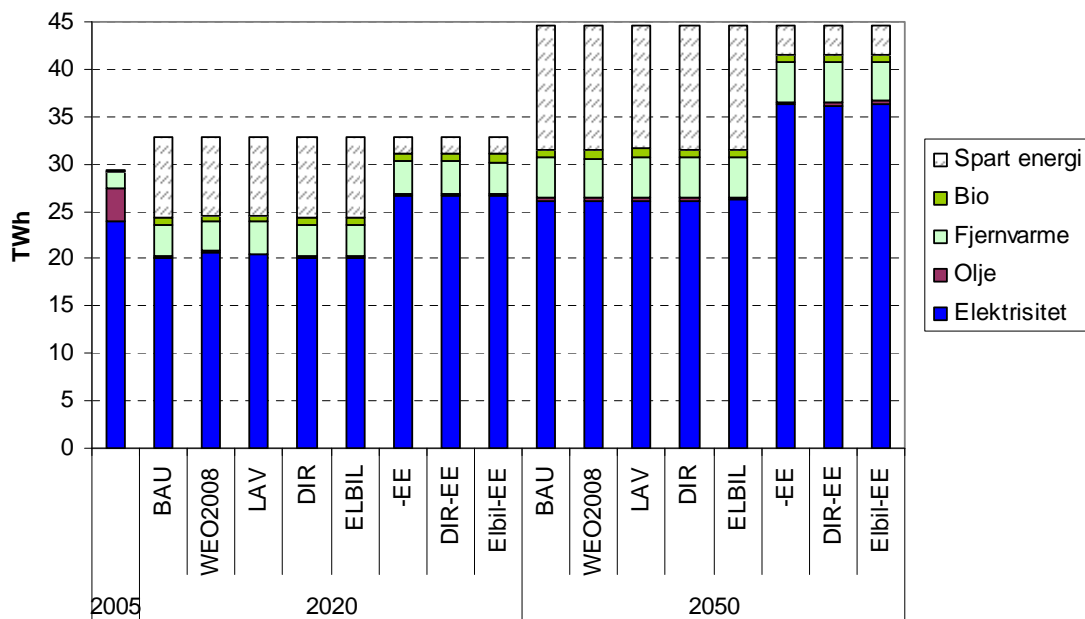
Bruken av fjernvarme øker til ca 3,5 TWh i 2020 og ca 4,2 TWh i 2050. Bioenergibruken øker til 0,6 TWh i 2020 og 0,9 TWh i 2050 i basisscenariet. Med høyere oljepriser og hvis energieffektivisering ikke er mulig, øker bruken av bioenergi i 2020 (i 2050 er forbruket likt i alle scenariene). Oljeforbruket blir kraftig redusert i alle scenariene.

Bruken av elektrisitet til oppvarming blir redusert i 2020 i alle scenariene som tillater energieffektivisering. I basisscenariet blir forbruket redusert med 4 TWh i 2020. Hvis energieffektivisering ikke er mulig, øker elektrisitetsbehovet på grunn av økt energietterspørsel i tjenesteytende sektor (+3 TWh i 2020). I 2050 blir økningen i elektrisitetsforbruk ca 2 TWh i scenariene med energieffektivisering og ca 12 TWh i scenariene uten energieffektivisering.

Scenariene som simulerer fornybardirektivet og elektrifisering av bilparken viser at dette har liten innvirkning på energibruken i tjenesteytende sektor.



Figur 22 Energibruk i tjenesteytende sektor fordelt på energibærere i basisscenariet (BAU)



Figur 23 Energibruk i tjenesteytende sektor fordelt på energibærere i de ulike scenariene

De varmeteknologier som velges i er vist i Figur 24 og Figur 25.

Kravet om vannbåren varme i nye bygg med et areal over 1000 m² er modellert som at i nye næringsbygg må minimum 70 % av oppvarmingsbehovet dekkes av vannbåren varme. Analysene viser at i basisscenariet øker vannbåren varme fra i underkant av 4

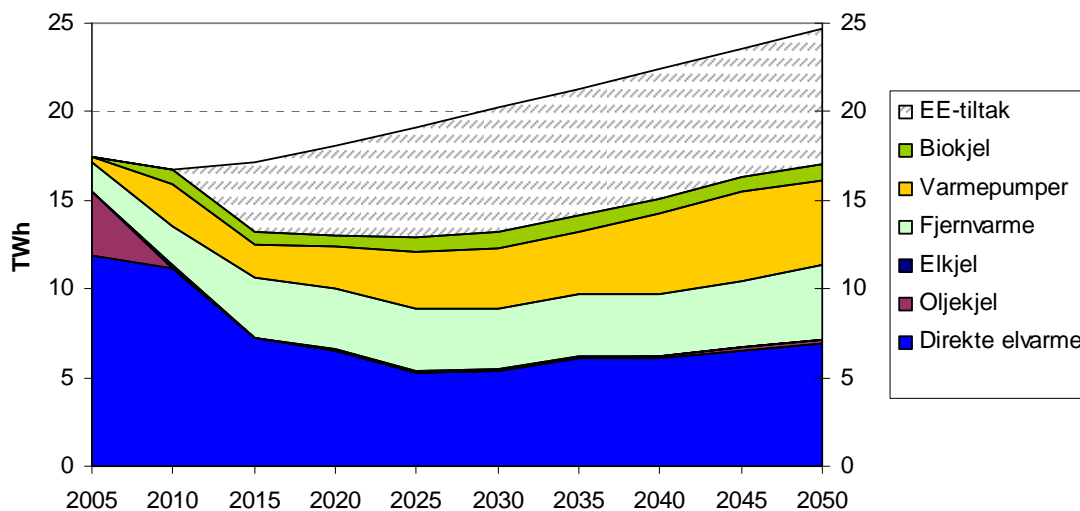
TWh til 6,4 TWh i 2020 og nesten 10 TWh i 2050. I scenariene med elektrifisering av bilparken eller uten mulighet for energieffektivisering blir det 7,2 TWh vannbåren varme i 2020, mens det blir 5,6-5,9 TWh i 2020 med høye oljepriser eller lav energietterspørsel. I 2050 viser alle scenariene samme resultat.

Energieffektiviseringstiltak som reduserer energietterspørselen med 5 TWh i 2020 og 7,7 TWh i 2050 gjennomføres i de scenarier hvor det er mulig. Det tilsvarer nesten 30 % av energietterspørselen i tjenesteytende sektor.

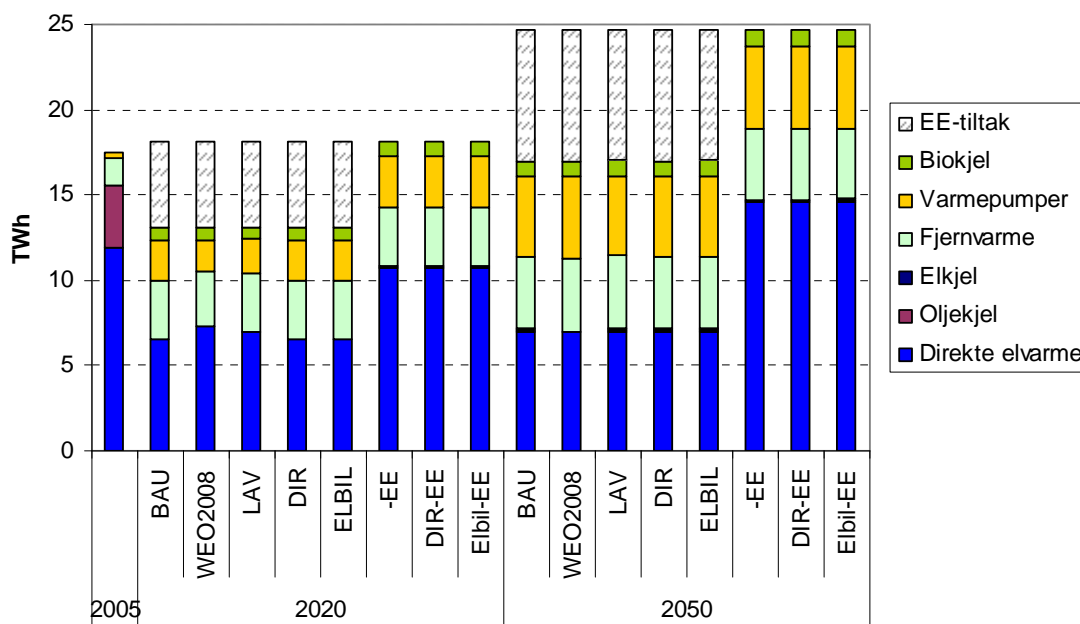
Bruken av varmepumper øker med 2 TWh i 2020 hvis energieffektivisering gjennomføres og nesten 3 TWh i scenariene uten mulighet for energieffektiviserings-tiltak. Til 2050 er økningen 4,5 TWh i alle scenariene. Bruken av varmepumper er sterkt avhengig av virkningsgraden. Her er det antatt at 60 % er omgivelsesenergi, 35 % er elektrisitet og 5 % olje (til oppvarming av rom og varmtvann). Det er antatt at varmepumper ikke kan dekke hele topplasten, og at det tilsvarer et behov for 5 % energitilskudd fra en kjel. I modellen må man da bruke oljekjel, men man kunne selvfølgelig tenke seg at det går å velge mellom ulike typer kjeler, men det er ikke gjort. Oljeforbruket blir redusert til mindre enn 0,4 TWh i alle scenariene.

Bruken av fjernvarme blir doblet i 2020 i alle scenariene og øker til drøyt 4 TWh i 2050. Bioenergi øker til ca 1 TWh i 2050 i alle scenariene.

Elektrisitet til oppvarming blir redusert med 5 TWh både i 2020 og 2050 i forhold til bruken i 2005, i scenariene med muligheter for energieffektivisering. Hvis energieffektivisering ikke gjennomføres, øker bruken av elektrisitet til oppvarming med ca 2,5 TWh i 2050.



Figur 24 Varmeteknologier i tjenesteytende sektor i basisscenariet (BAU)

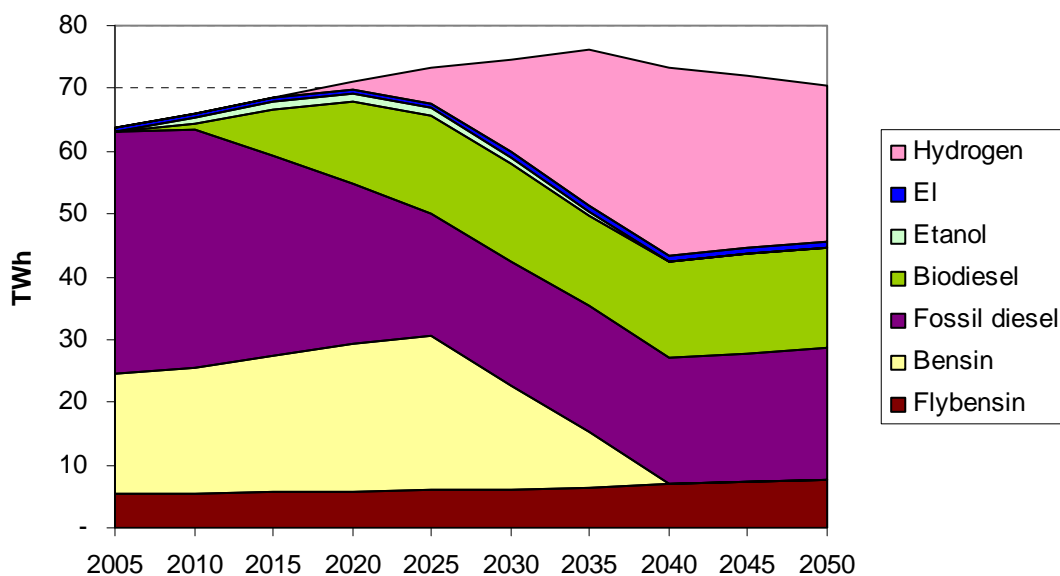


Figur 25 Varmeteknologier i tjenesteytende sektor i de ulike scenariene i 2020 og 2050

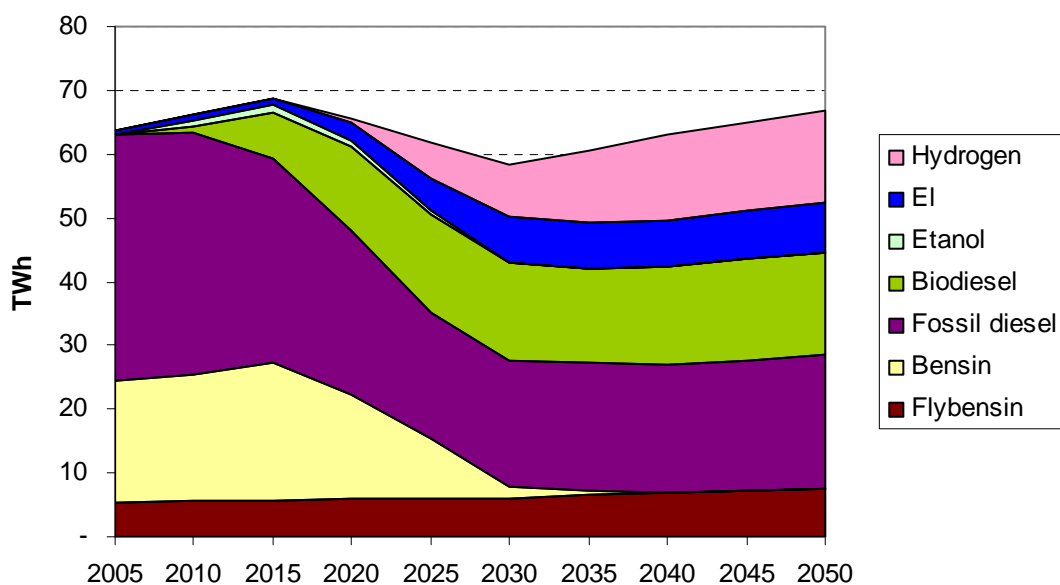
4.6 Transport

Energibruken til transport blir redusert i slutten av analyseperioden pga mer effektiv transport, se Figur 26 og Figur 28. Det er hovedsakelig personbiler som er modellert med mange valgmuligheter, mens enkelte andre transportformer ikke har alternativer (se beskrivelse i avsnitt 3.7). I basisscenariet øker først bruken av biodrivstoff. Det er ikke noen avgift på biodiesel i modellen. Fra 2030 blir hydrogenforbrenningsbiler tatt i bruk og fra 2040 tar med mer energieffektive brenselcellebilene over. Elbatteribiler eller plug-in hybridbiler blir ikke valgt. Busser velger hovedsakelig biodrivstoff og samme gjelder for lastebiler, men her kommer også hydrogen i slutten av perioden.

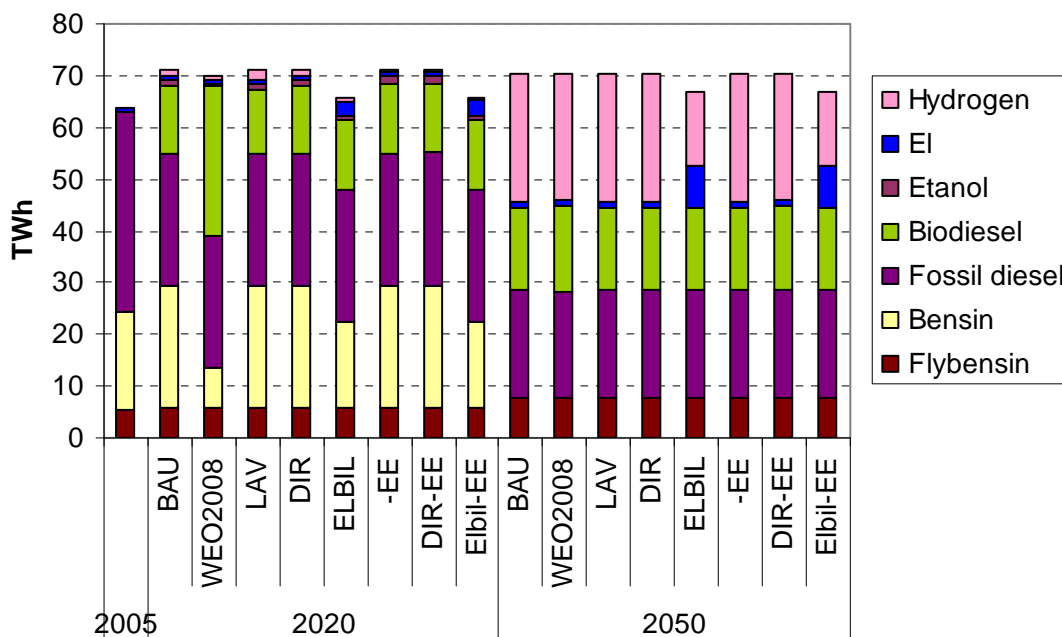
En elektrifisering av bilparken er modellert som at det bare er mulig å investere i plug-in hybridbiler fra og med 2020. Levetiden på alle personbiler er 15 år i modellen, så fra 2040 finnes det bare plug-in biler i dette scenariet. Først blir plug-in biler som bruker el og bensin valgt og når bensinen kan erstattes med hydrogen så velges dette. Det er antatt at plug-in bilene kjøres med eldrift 2/3 av distansen. Etterspørselen av elektrisitet til personbiler blir da 2 TWh i 2020 og 7 TWh i 2050, se Figur 27.



Figur 26 Energibærere i transportsektoren i basisscenariet (BAU)



Figur 27 Energibærere i transportsektoren med elektrifisering av bilparken (ELBIL-scenariet)



Figur 28 Energibærere i transportsektoren i de ulike scenariene i 2020 og 2050

4.7 Samlet energibruk

Summen av energi brukt i sektorene industri, husholdninger, tjenesteyting, landbruk og transport er presentert i dette avsnittet. Bruk av ikke-subsstituerbare brensler i industrien er ikke inkludert. Figur 29 og Figur 30 viser total energibruk fordelt på energibærere i 2005-2050 i basisscenariet og i 2020 og 2050 for alle scenariene. Tallene for 2005 er statistikk, mens tallene for 2020 og 2050 er analyseresultater. "Spart energi" er redusert energietterspørsel grunnet energieffektivisering, soltermiske tiltak og omgivelsesenergien som blir brukt i varmepumper.

Elforbruket blir i basisscenariet redusert med 14 TWh i 2020 og er uforandret i 2050. I scenariet med lav energietterspørsel blir det redusert med 16 TWh i 2020 og med 18 TWh i 2050. Med høye olje- og gasspriser (WEO2008) blir reduksjonen 11 TWh i 2020 og i 2050 blir det en økning av elforbruket med 10 TWh i forhold til 2005. Hvis energieffektivisering ikke gjennomføres blir elforbruket marginalt større i 2020 (+1 TWh) og øker med 20 TWh i -EE og DIR-EE scenariene og med 30 TWh i ELBIL-EE scenariet.

Oljeforbruket blir mer enn halvert i de fleste analysene og i scenariet med høye olje- og gasspriser blir det enda lavere. Oljeprodukter brukes hovedsakelig i transportsektoren.

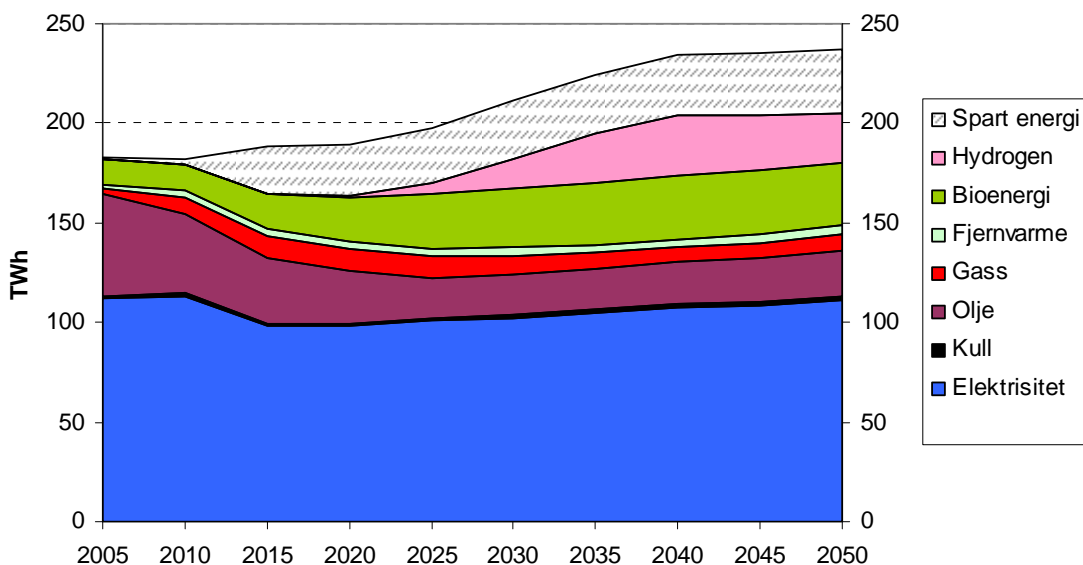
Gassforbruket øker betydelig i alle analysene. Økningen er minst i scenariet med høye gasspriser (+ 2 TWh). I basisscenariet er økningen 8 TWh i 2020 og 6 TWh i 2050 og det er industrien som står for mesteparten. Hvis ikke energieffektivisering gjennomføres, øker bruken av gass ytterligere.

Bioenergi blir brukt mer i alle analysene. I basisscenariet øker bruken med 10 TWh i 2020 og med 20 TWh i 2050. Med høye olje- og gasspriser øker bioenergibruken med 30 TWh i 2020 og med 20 TWh i 2050 og en stor del av dette er økt bruk av biodrivstoff. Hvis energieffektivisering ikke gjennomføres øker bioenergibruken med 15 TWh både i 2020 og med 20 TWh i 2050.

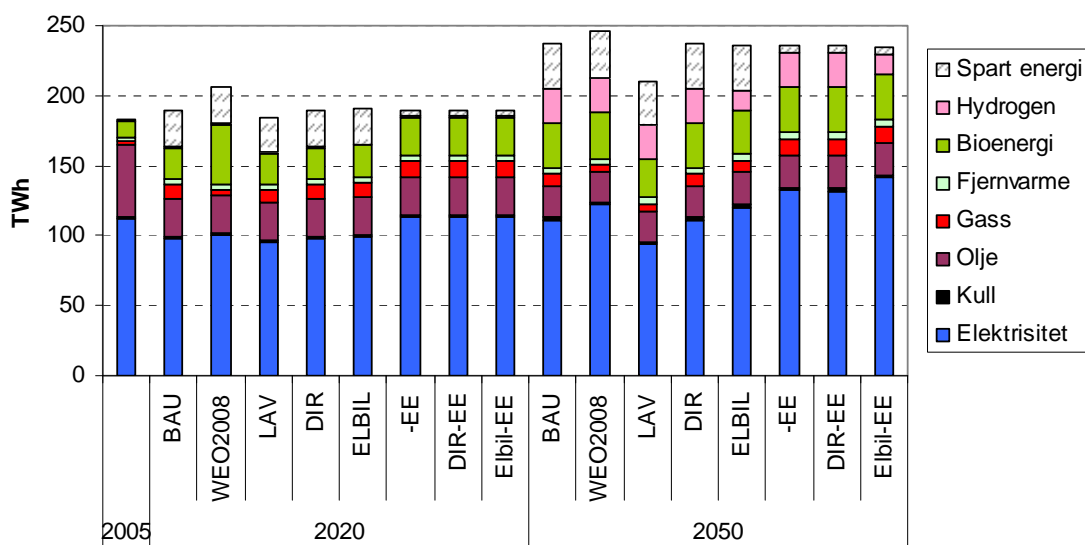
Fjernvarme øker med 1,5 TWh i basisscenariet i 2020 og med 2 TWh i 2050 og er stort sett uforandret i de ulike analysene.

Hydrogen blir brukt litt i basisscenariet i 2020 (1 TWh) og mye i 2020 (25 TWh). I 2020 blir det brukt noe mer i scenariet med lav energietterspørsel (1,7 TWh) og noe mindre i elbils scenariet (0,6 TWh), WEO2008 (0,7 TWh) og scenariene uten energieffektivisering (0,4 TWh). I 2050 er det ELBIL-scenariene som gir størst utslag, da det her bare blir brukt 14 TWh hydrogen. I de andre scenariene er det små forskjeller.

Redusert energietterspørsel på grunn av gjennomføring av energieffektiviseringstiltak og investering i soltermiske tiltak og varmepumper bidrar vesentlig i alle scenariene hvor det er mulig. I basisscenariet blir energietterspørselen redusert med 26 TWh i 2020, hvilket tilsvarer 14 % av etterspørselen i de analyserte sektorene. I 2050 er reduksjonen 32 TWh eller 13 %. I LAV-scenariet er reduksjonen noe mindre og i WEO2008 er det noe større reduksjon, men forskjellene er små.



Figur 29 Sluttbruk av energi i fastlands-Norge i basisscenariet (energi brukt som råstoff er ikke inkludert)



Figur 30 Sluttbruk av energi i fastlands-Norge i de ulike scenariene (energi brukt som råstoff er ikke inkludert)

4.8 Elektrisitet – produksjon og forbruk

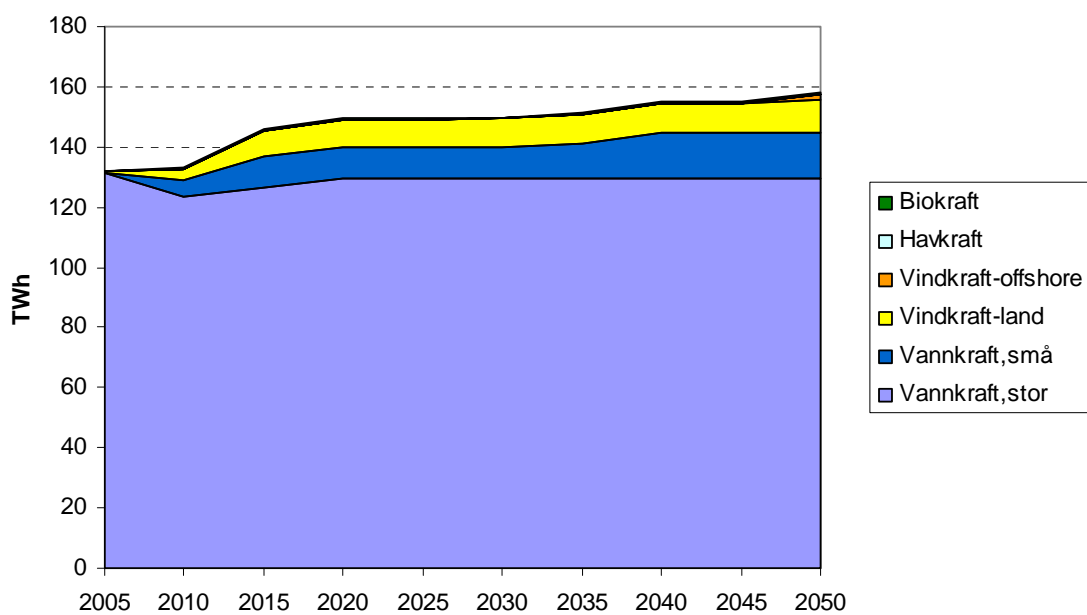
Produksjonen av elektrisitet er vist i Figur 31 og Figur 32. Vannkraftproduksjonen øker fra 122 TWh i et normalår (131 TWh i 2005 er lik produksjonsstatistikk), til 140 TWh i alle scenariene i 2020 og til 145 TWh i 2050 i alle scenarier unntatt ved lav energietterspørsel. Av økt vannkraftproduksjon står småkraft for 10 TWh i 2020 og 15 TWh i 2050.

I analysene er det benyttet vannkraftproduksjon basert på normalår, men produksjonen kan ha betydelige svingninger som følge av økt eller redusert tilsig (våtår og tørrår). I løpet av den siste 15 års perioden har det vært en variasjon i årlig vannkraftproduksjon på nærmere 40 TWh, med høyeste produksjon i 2000 (142,3 TWh) og laveste i 1996 (104,1 TWh). /21/

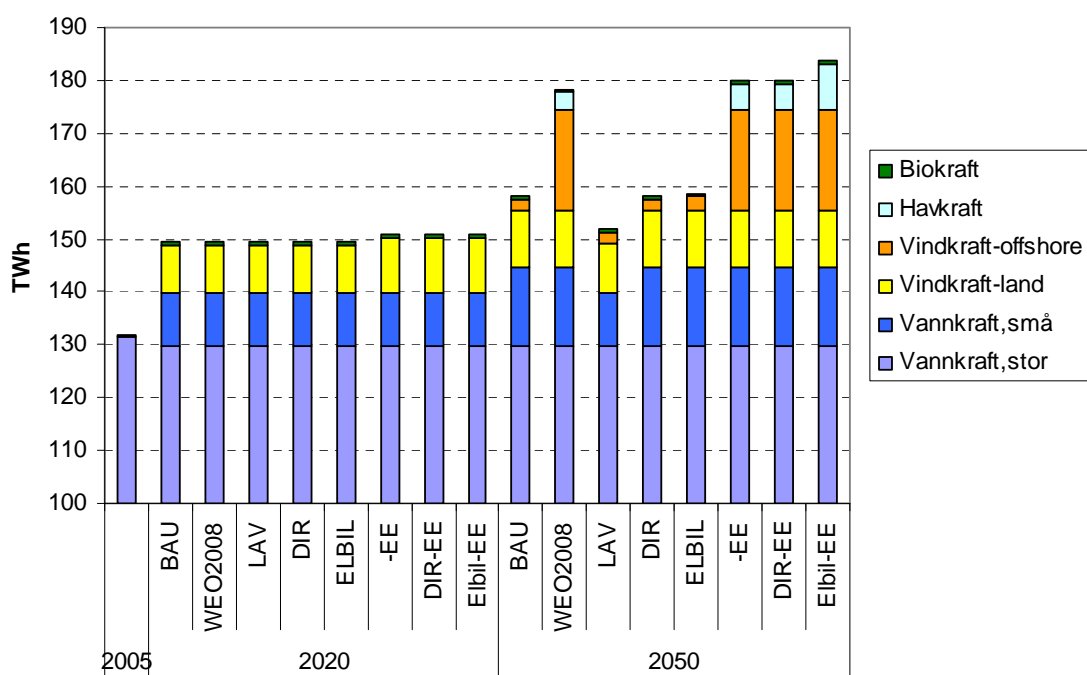
Vindkraftproduksjonen på land øker fra 0,5 TWh i 2005 til 9,1-10,0 TWh i 2020 og 9,6-10,8 TWh i 2050. Hvis energieffektiviseringstiltak ikke blir gjennomført øker vindkraftproduksjonen i 2020 og hvis energietterspørselen er lav, er økningen i vindkraftproduksjon lavere i 2050 enn i de andre scenariene.

Gasskraft kan bare brukes med CO₂-håndtering og det blir ikke valgt i noen av scenariene, da CO₂-håndtering er kostbart.

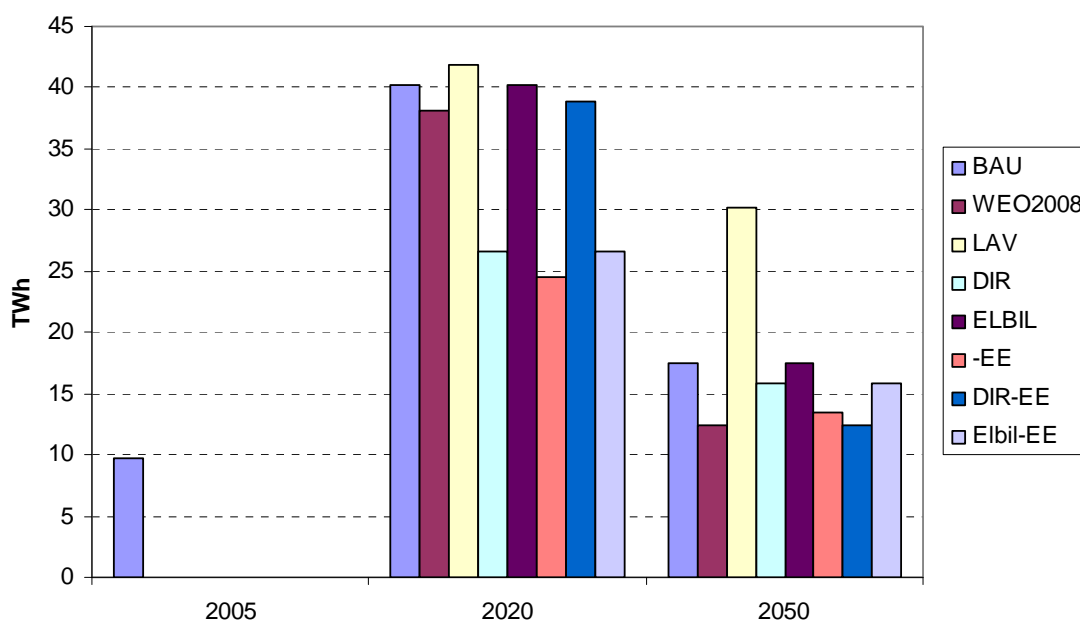
Det er både import og eksport av elektrisitet i alle scenariene og totalt er det en betydelig nettoeksport. I teorien kan hele kabelkapasiteten benyttes til eksport av elektrisitet, men i realiteten varierer elprisen i utlandet så mye over året og døgnet at det hittil ikke har vært tilfelle. I MARKAL-modellen for Norge er året delt inn i fire sesonger og dag/natt, med varierende lengde for de ulike tidsavsnittene. Med de antatte elprisene for ulike sesonger og dag/natt (se avsnitt 3.1), er det lønnsomt med til dels betydelige mengder nettoeksport av elektrisitet, se Figur 33.



Figur 31 Elproduksjon i scenario BAU (business as usual)

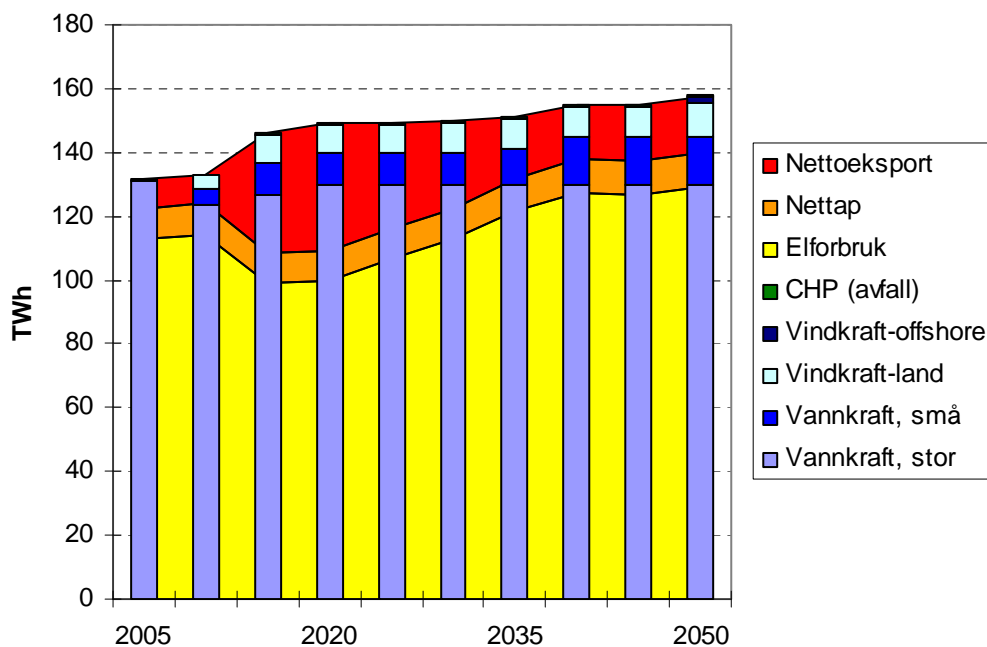


Figur 32 Elproduksjon i de ulike scenariene i 2020 og 2050, sammenlignet med statistikk for 2005. Merk! y-aksen starter med 100 TWh.



Figur 33 Nettoeksport av elektrisitet i 2020 og 2050 i de ulike scenariene

Figur 34 viser både elbalansen, dvs. elforbruk i Norge, nettap og nettoeksport av kraft, og produksjonen av elektrisitet i basisscenariet.



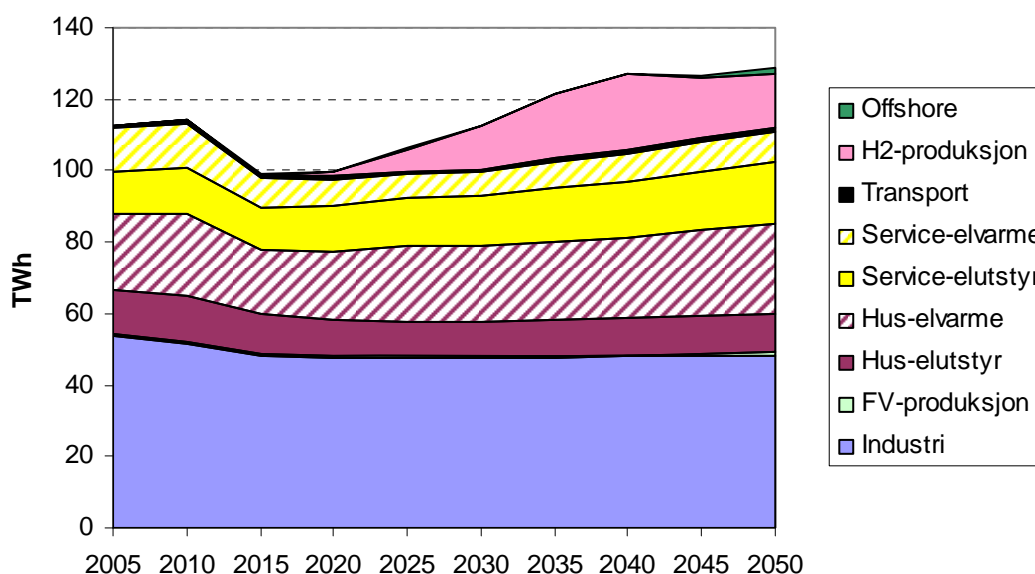
Figur 34 Arealene viser elbalanse (elforbruk + nettap + nettoeksport) og stolpene viser elproduksjon i basisscenariet

Figur 35 og Figur 36 viser forbruk av elektrisitet fordelt på ulike sektorer (inkl. el til raffinerier). El til eksport og tap er ikke med.

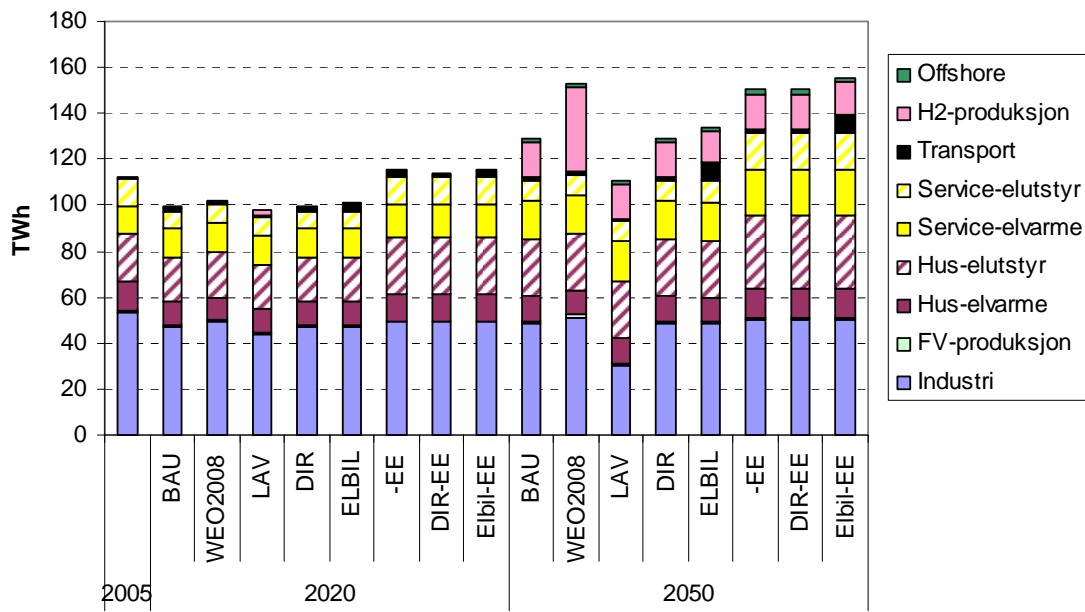
Elektrifisering av offshore-virksomheten bruker ca 0,4 TWh i 2020 og 1,8 TWh i 2050 i alle scenariene. I 2050 kommer en del av elektrisiteten fra flytende offshore-vindkraft.

Elektrisitet blir brukt til hydrogenproduksjon i elektrolyseanlegg i liten omfang i 2020 (0-2 TWh) og stort omfang i 2050 (14-37 TWh). I 2020 blir det brukt mest elektrisitet til elektrolyse i scenariet med lav energietterspørsel (2,1 TWh). I 2050 blir det brukt mest el til elektrolyse i scenariet med høye olje- og gasspriser (WEO2008). Det blir brukt minst i scenariet med elektrifisering av bilparken, hvor hydrogen i personbiler brukes i plug-in hybridbiler.

For øvrig er energibruk diskutert under hver av sektorene industri, tjenesteyting og husholdninger.



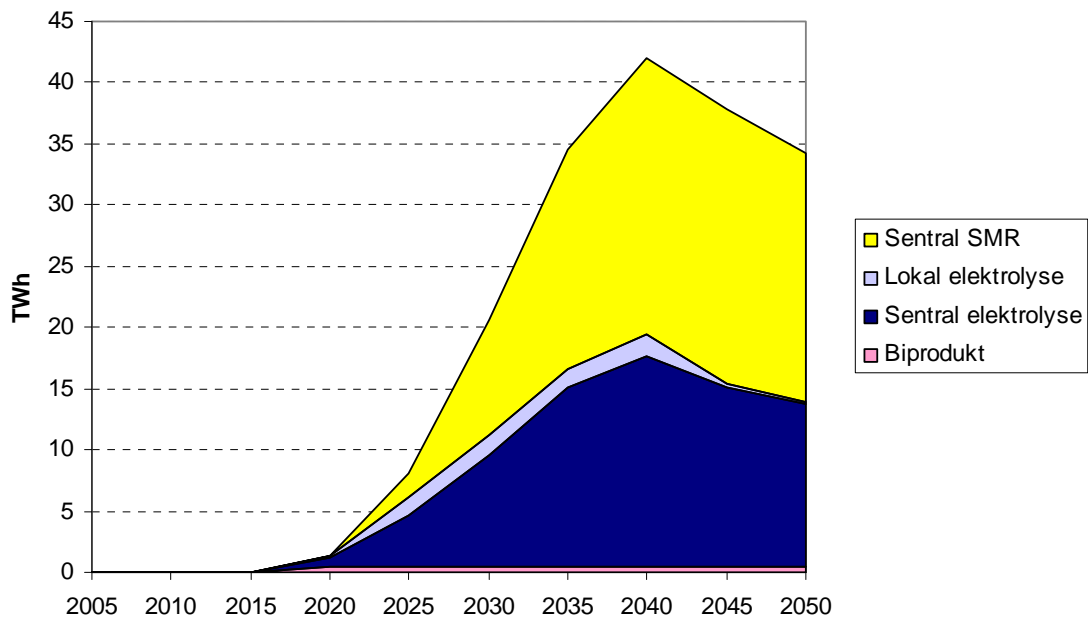
Figur 35 Forbruk av elektrisitet fordelt på sluttbrukere i basisscenariet (BAU)



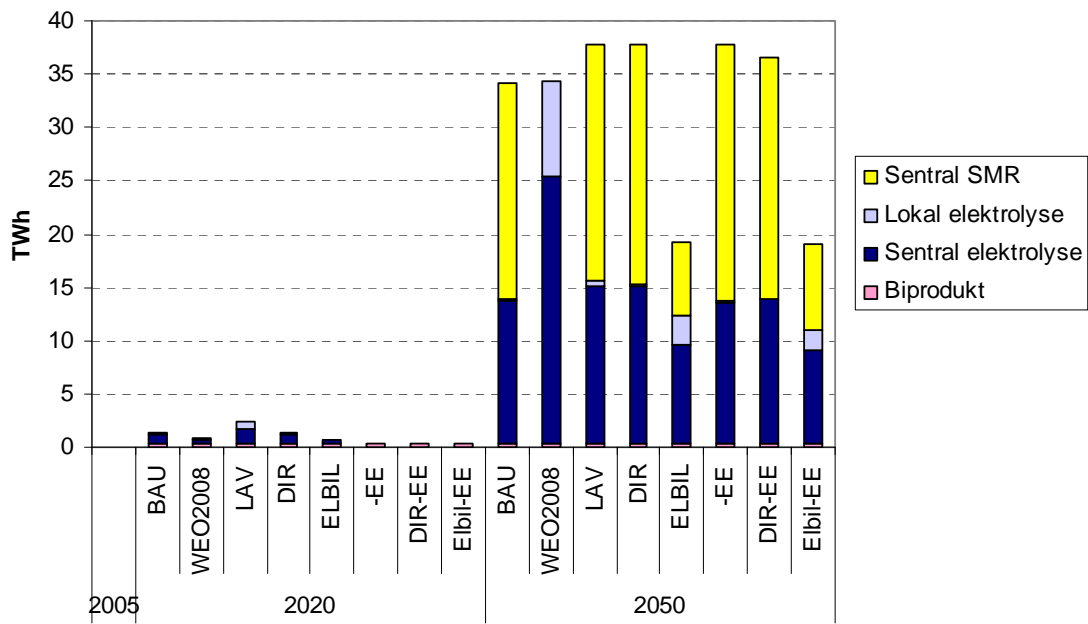
Figur 36 Forbruk av elektrisitet fordelt på sluttbrukere i 2020 og 2050 i de ulike scenariene

4.9 Hydrogenproduksjon

I modellen kan hydrogen produseres gjennom elektrolyse av vann som krever elektrisitet, være et biprodukt fra industrien, ved å gassifisere biomasse eller gjennom reformering av naturgass (SMR). Teknologiene kan både være sentrale med tilhørende transport til fyllestasjon, eller lokale hvor produksjonen skjer på fyllestasjonen. Figur 37 og Figur 38 viser hvilke teknologier som velges i basisscenariet og i 2020 og 2050 i de ulike scenariene. Både sentral reformering av naturgass (SMR) og elektrolyse blir brukt i de fleste scenariene, men hvis gassprisene er høye, som i WEO2008, blir bare elektrolyse valgt.



Figur 37 Teknologier til hydrogenproduksjon i basisscenariet (BAU)



Figur 38 Teknologier til hydrogenproduksjon i 2020 og 2050 i de ulike scenariene

4.10 Oppsummering av hovedresultater

I 2005 var fornybarandelen i Norge ca 61 % basert på 221 TWh forbruk og 134 TWh fornybar elproduksjon og bruk av annen fornybar energi. Fornybardirektivet er enda ikke implementert i Norge og detaljene er ikke klare. I modellen er det antatt at fornybarandelen skal være 75 % fra 2020 og i resten av analyseperioden. I basisscenariet bidrar energieffektivisering med 26 TWh, hvilket øker fornybarandelen fra 61 % til 69 % hvis alt annet er uforandret. Det blir også produsert 19 TWh mer fornybar elektrisitet, hvilket øker fornybarbrøken med ytterligere 9 % poeng. Til sammen gir disse to effektene en fornybarandel på 78 %. I tillegg blir det brukt 10 TWh mer bioenergi. Økt bruk av bioenergi og energieffektivisering tilsvarende basisscenariet vil gi en fornybarandel på 74 %, uten at mer fornybarkraft bygges ut. Utbygging av 19 TWh fornybar kraft sammen med økt bruk av bioenergi, som i basisscenariet, men uten energieffektivisering vil gi en fornybarandel på 74 %. Gjennomføringsgraden for energieffektivisering vil ha stor betydning på hvor mye mer fornybar el som må produseres, eller hvor mye mer bioenergi som må brukes, for å oppnå målet i fornybardirektivet.

Innenlandske bioenergiressurser blir stort sett brukt i basisscenariet, men biprodukter fra industrien oppnår 100 % utnyttelse først i 2035. I perioden før brukes mindre enn halvparten av potensialet. Vedforbruket benyttes heller ikke fullt ut i perioden 2010-2025 hvis energieffektivisering gjennomføres. I 2020-2035 er det også en stor import av biobrensel (15-21 TWh), hovedsakelig for produksjon av 2.generasjons biodiesel. Hvis det ikke er tillatt å importere bioenergi, og innenlands ressurser ikke økes, blir biodiesel erstattet med fossil diesel og hydrogen. Det blir også produsert noe mer elektrisitet fra vindkraft (+1,5 TWh i 2020) og offshore vindkraft blir lønnsom tidligere, samtidig som eleksporten blir redusert.

Totalt blir energietterspørselen redusert med 22 TWh gjennom energieffektivisering i 2020 og 26 TWh i 2050 i basisscenariet. Det tilsvarer ca to tredeler av totalt energieffektiviseringspotensial og ca 12 % av energietterspørselen i industri, tjenesteyting og husholdninger.

I 2020 bidrar varmepumper med en energibesparelse på 3,4 TWh i basisscenariet og i 2050 har det økt til over 5 TWh. Disse tallene omfatter bare varmepumper i husholdninger og tjenesteytende sektor, da varmepumper ikke er skilt ut som en egen teknologi i industrien i modellen.

Fjernvarmeproduksjonen øker til ca 5 TWh i 2020 og nesten 6 TWh i 2050 og det er små variasjoner mellom de ulike scenariene, men det blir noe mer fjernvarme ved høye oljepriser (+0,5 TWh) eller hvis energieffektivisering ikke gjennomføres.

Vannkraftproduksjonen øker til 140 TWh i 2020 og til 145 TWh i 2050, hvorav 10TWh i 2020 og 15 TWh i 2050 er fra småkraftverk.

Vindkraftproduksjonen på land øker til 9 TWh i 2020 og 11 TWh i 2050. I 2050 kommer også offshore vindkraft.

Gasskraft er bare tilgjengelig med CO₂-håndtering og det blir ikke valgt i noen av scenariene, da CO₂-håndteringen er kostbar.

Elektrifisering av petroleumsvirksomheten offshore øker bare til 0,4 TWh i det meste av analyseperioden, men i den siste tidsperioden blir det lønnsomt med offshore vindkraft istedenfor gassturbiner til petroleumsutvinning og derfor blir det brukt 1,8 TWh i 2050. Alle scenariene har samme utvikling.

Det er både import og eksport av elektrisitet i alle scenarier, men totalt er det en betydelig nettoeksport. I basisscenariet er nettoeksporten 40 TWh i 2020 og på 17 TWh i 2050. Fra 2020 brukes mer og mer elektrisitet til produksjon av hydrogen til transportsektoren.

Referanser

- /1/ Rosenberg, E., Fidje, A., Espegren, K, Analyser av fremtidig energibruk og scenarier for energisystemet frem mot 2050, IFE/KR/F-2008/108, Kjeller, 2008
- /2/ NVE, Temaartikkel i Kvartalsrapport for kraftmarkedet 3. kvartal 2008, Oslo 2008
- /3/ European Lamp Companies Federation, The ELCs proposal for domestic lighting, June 2007
- /4/ Finansdepartementet, Perspektivmeldingen, 2009
- /5/ Lavenergiutvalget, Energieffektivisering – del 1 hovedrapport, Juni 2009
- /6/ Seljom, P., og Rosenberg, E., Norwegian wind and temperature data from climate models, IFE/KR/F-2008/267, Kjeller 2009
- /7/ Rosenberg, E, og Espegren, K. Aa., IFE/KR/F- 2006/159, Energietterspørsel i tjenesteytende sektor- utvikling av modell, Kjeller, 2006
- /8/ Finansdepartementet, Perspektivmeldingen, 2004
- /9/ IEA, World Energy Outlook 2007 og 2008
- /10/ Hofstad, Knut, Kostnader ved produksjon av kraft og varme, NVE Håndbok 1/2007
- /11/ NVE, Beregning av potensial for små kraftverk i Norge – Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater, Rapport 19/2004
- /12/ Kraft fra land til norsk sokkel, The Norwegian Petroleum Directorate, Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Petroleum Safety Authority and Norwegian Pollution Control Authority, 2008
- /13/ Konesjonssøknad og konsekvensutredning, Elektrifisering av Goliatfeltet, StatoilHydro og Eni Norge, 2009
- /14/ IFE og Kjelforeningen – Norsk Energi, Potensialet for mer miljøeffektiv energibruk og produksjon i norsk prosessindustri – sammenstillingsrapport, IFE/KR/F-2002/144 og KNE 24489-RV-0003-E1, oktober 2002
- /15/ Enova, Informasjon om kostnadsdata for ulike teknologier, 2007
- /16/ IEA, Energy Technology Perspectives 2006 - In support of the G8 Plan of Action - Scenarios and Strategies to 2050, OECD/IEA 2006

- /17/ Rosenberg, E., Fidje, A., Espegren, K, Introduction of hydrogen in the Norwegian Energy System- NorWays-Regional Model Analysis , IFE/KR/E-2008/005, Kjeller, 2008
- /18/ Rosenberg, E., Espegren, K. Aa, Finden, P, Hagman, R. Stenersen, D, IFE/KR/E - 2006/002, Reduserte klimagassutslipp 2050: teknologiske kiler - innspill til Lavutslippsutvalget, Kjeller, 2006
- /19/ NVE/OD, Kraftforsyning fra land til sokkelen – Muligheter, kostnader og miljøvirkninger, nov 2002
- /20/ OLF, Alternativ kraft til norsk sokkel, juni 2007
- /21/ NVE, Energistatus 2008
- /22/ Nordpool, www.nordpool.com
- /23/ Rosenberg, E., Espegren , K. Aa, Finden, P, Hagman, R. Stenersen, D, IFE/KR/E - 2006/002, Reduserte klimagassutslipp 2050: teknologiske kiler - innspill til Lavutslippsutvalget, Kjeller, 2006

Vedlegg 1: Fremskrivning av energibruk i ulike industribransjer

Vedlegg 1:1. Ikke-jernholdige metaller

Ikke jernholdige metaller består primært av aluminiumsindustrien. Total energibruk i bransjen var 25,3 TWh, hvorav 22,8 TWh el i 2007. Elektrisitetsforbruket er redusert med ca 1 TWh siden 2005. Foreløpige tall for 2008 viser en enda større reduksjon.

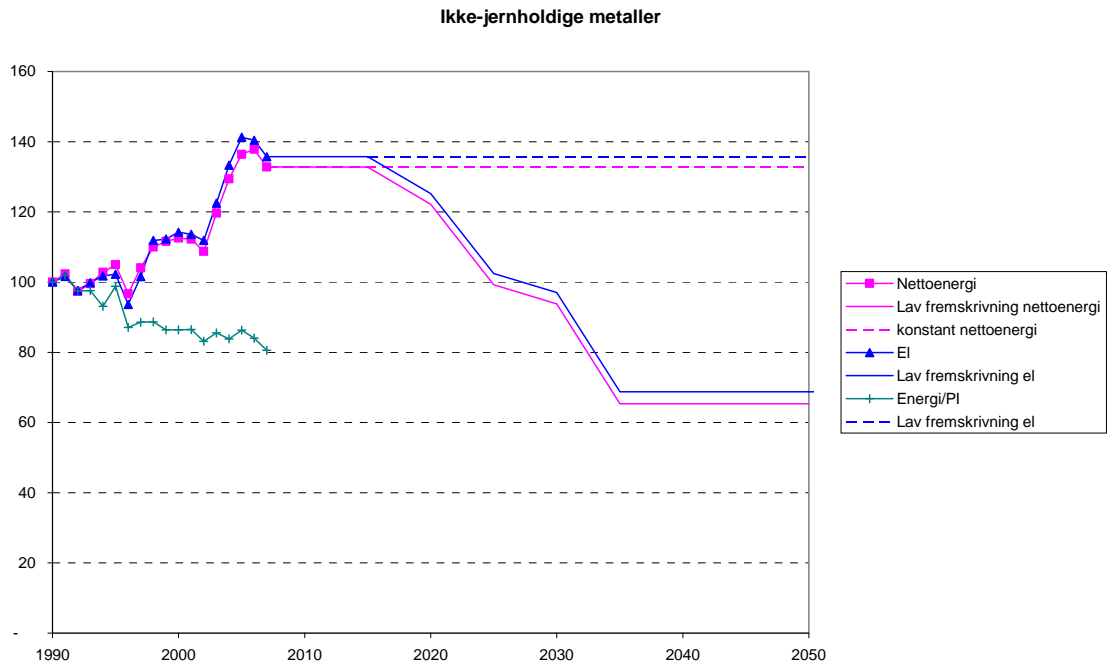
Basis scenario:

De siste årene har det foregått en gradvis utfasing av Søderberg-teknologi. Dette gjelder Høyanger (2006), Årdal (2007) og Karmøy (2008). Søderbergdelen ved aluminiumsverkene legges ned fordi anleggene ikke tilfredsstillende myndighetenes miljøkrav. Søderberg-teknologien ved de tre elektrolysehallene ved Alcoa Norway på Lista (tidligere Elkem Aluminium) ble bygget om i 2007 slik at utslippskravene kan oppfylles også etter 2013. I basisscenario er det lagt til grunn at anlegget på Lista legges ned forholdsvis tidlig i analyseperioden (i 2017).

I Årdal ble Søderberg-produksjonen lagt ned i 2007. Samtidig bygget de et nytt forskningssenter for aluminiumsproduksjon i Årdal. Selv om det er ny produksjon i disse elektrolysecellene er ikke dette tilstrekkelig til å kompensere bortfallet av produksjon med Søderbergceller.

I basisscenarioet er det lagt til grunn at etterspørselsutviklingen i aluminiumsindustrien vil være stabil. I dette scenarioet er det inkludert strømkjøringsprosjekter og at Søderberganlegget på Lista erstattes av et prebake anlegg. Dette gir til sammen gir et stabilt energibehov fram mot 2050.

Lavt scenario: I det lave scenariet er det vurdert nedleggelse av Karmøy og Lista uten at anleggene erstattes. Deretter vil andre anlegg gradvis legges ned (Høyanger og Årdal). I dette scenarioet er det lite strømkjøringsprosjekter. Kurven viser en gradvis utfasing av anlegg, uten at det er helt definert hvilke anlegg og hvor stor kapasitet som fases ut i hvert nedleggingstrinn. I 2050 finnes da 3 verk; Sunndal, Mosjøen og Sør-Al og i tillegg noen produsenter av andre ikke jernholdige metaller, til sammen 13 TWh.



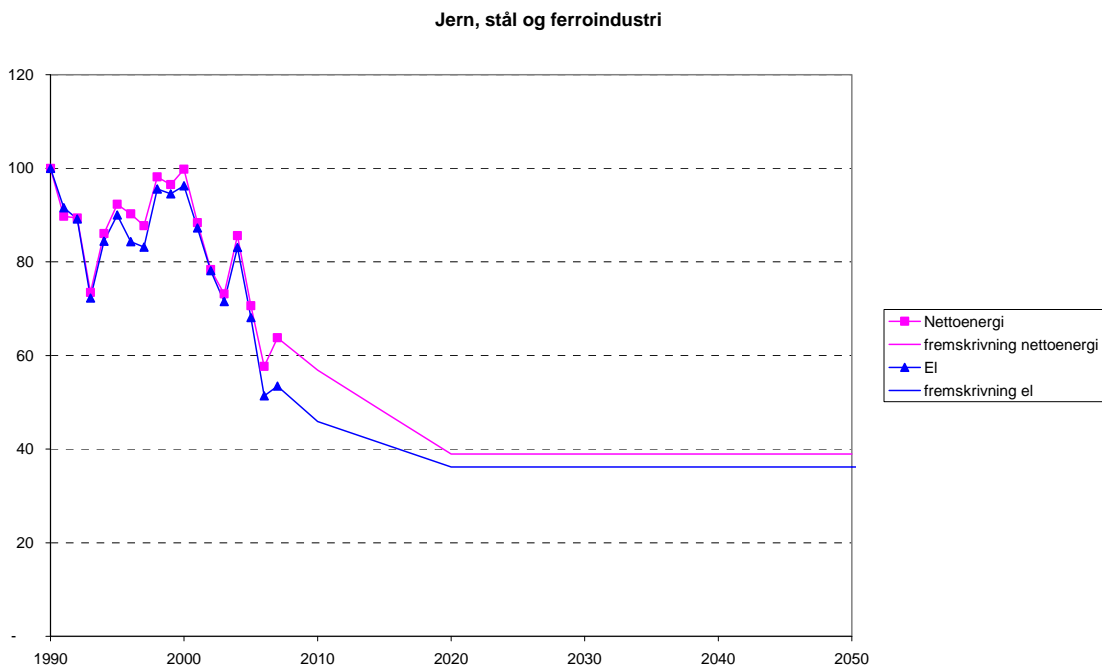
Figur 39 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk for produksjon av ikke-jernholdige metaller i forhold til energibruk i 1980

Vedlegg 1:2. Jern, stål og ferrolegeringer

Ferrolegeringsindustrien har vært utsatt for omstrukturering og nedleggesler de siste årene. Det har generelt vært en omlegging til produksjon av ferrosilisium (FeSi) med høyere silisium innhold, og også til rent silisium metall (Si-metall). Elforbruket til produksjon av FeSi øker med økende Si-innhold. Energibruk i bransjen ”produksjon av jernholdige metaller” var 9,8 TWh i 2007. Her inngår ikke produksjon av Si-metall, da det er en del av kjemisk industri i energivarebalansen.

Basis: Alle FeSi-verk fases ut i løpet av 15 år. Antar at halvparten av FeSi som legges ned erstattes av produksjon av Si-metall (Si-metall tilhører kjemisk industri). FeMn antas å ha samme volum fremover, samme volum fremover også for jern, stål og støperier. Total energibruk blir redusert til 6 TWh i 2020 og 2050. Også elforbruket reduseres fra 6 TWh i 2005 til 3 TWh i 2020 og 2050.

Alternativt scenario: For jern, stål og ferro har vi ikke utarbeidet et alternativt scenario. Basisscenarioet er et forholdsvis lavt alternativ for bransjen. Det er lite trolig at det blir etablert industrikraftkontrakter som gjør at ferrolegeringsindustrien kan opprettholde produksjonen på dagens nivå.



Figur 40 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk for produksjon av jern, stål og ferrolegeringer; 1990-2050.

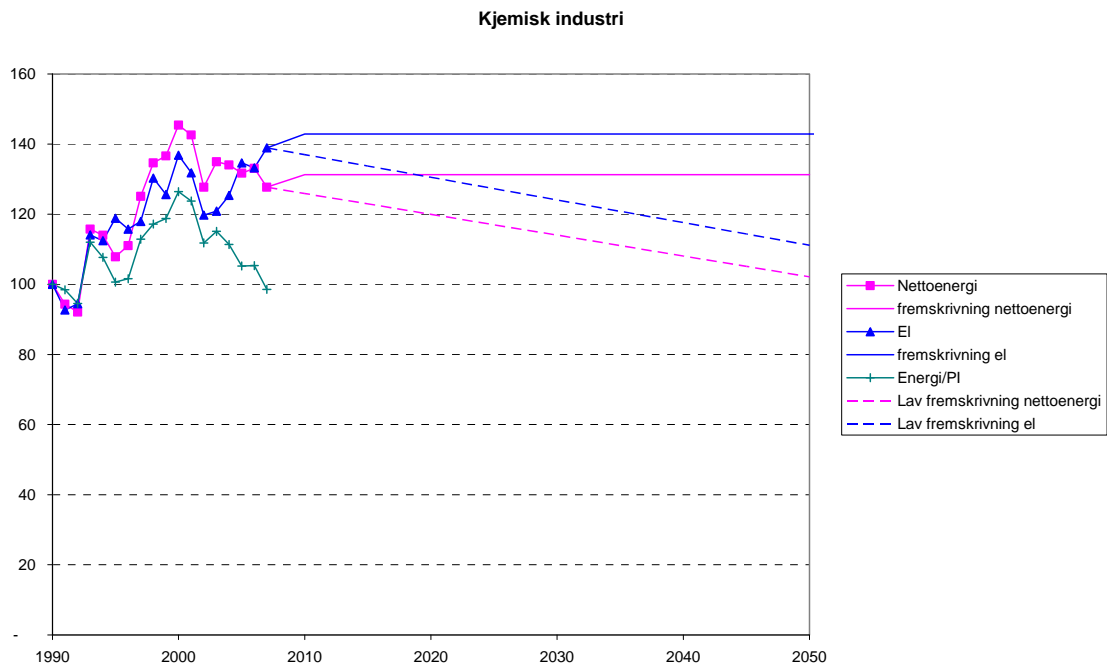
Vedlegg 1:3. Kjemisk industri

I kjemisk industri er det produksjon av kjemiske råvarer som er energiintensiv, dette gjelder for eksempel produksjon av karbider, basisplast, gjødsel og metanol. Total netto energibruk i kjemisk industri (Nace 24) var 14,6 TWh i 2007. Her inngår også produksjon av Si-metall.

Når det gjelder gjødselproduksjonen, er anleggene gamle, og bedriftene må om ikke lenge vurdere om de skal reinvestere i nytt produksjonsanlegg eller om de skal avvikle gamle anlegg. Det er ikke en tilsvarende situasjon for den petrokjemiske industrien. De har produksjonsanlegg som varer langt ut i analyseperioden.

Basis scenario: Det legges til grunn at det vil være en stabil energietterspørsel innen kjemiske råvarer i hele analyseperioden på ca 15 TWh pr år. Eventuelle nedleggesler i bransjen kompenseres med mindre utvidelser knyttet til anvendelse av naturgass. Fortsatt vil noe FeSi produksjon erstattes av Si-metall, og dermed flyttes energibruk fra Jern, stål og ferro til kjemisk industri.

Alternativt scenario: Ingen utvidelser kombinert med en generell nedgang ellers i kjemisk industri (antatt til -20 % fra 2005 til 2050) vil det gi 11,7 TWh nettoenergi i 2050.



Figur 41 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i kjemisk industri; 1990-2050

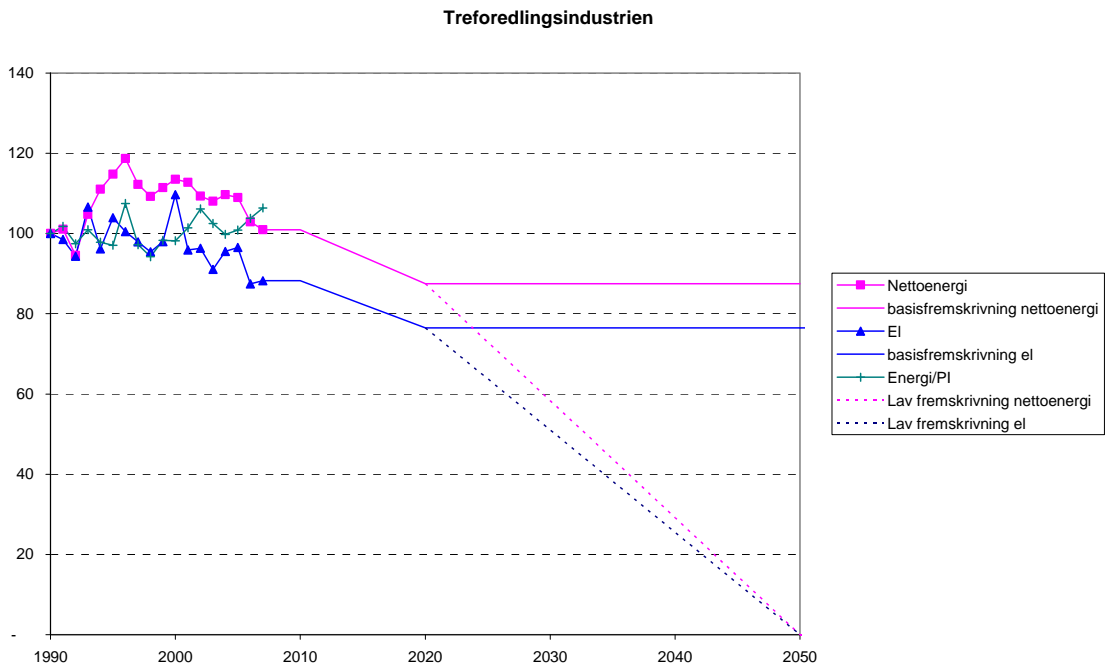
Vedlegg 1:4. Trefordelingsindustrien

Treforedlingsindustrien er en bransje som har hatt utfordringer med høye råvarepriser, sterk konkurranse og lavt overskudd de senere årene.

Total netto energibruk i bransjen var 9,7 TWh i 2007. De fem store treforedlingsbedriftene Borregaard, Tofte, Saugbrugs, Skogn og Follum utgjør hoveddelen av energibruken i bransjen. Det fire første av disse bedriftene utgjør et solid fundament, og de store bedriftene vil kunne styrke sin posisjon i årene fremover.

Basis scenario: Union ble lagt ned i 2006 (-0,9 TWh). I basisscenariet antar vi at flere mindre fabrikker blir nedlagt til 2020. Deler av produksjonen ved Follum flyttes til Skogn. I basisscenariet er netto energibehov i 2020 på 8,4 TWh, og holder seg stabilt fram til 2050. Dette tilsvarer en reduksjon på 1,5 TWh sammenlignet med 2007.

Alternativt scenario: Energibehovet i treforedlingsindustrien fases helt ut i perioden fra 2020 til 2050. Hensikten med dette scenariet er å analysere hva som skjer hvis all treforedlingsindustri fases ut og tømmeret frigjøres til bioenergiformål.

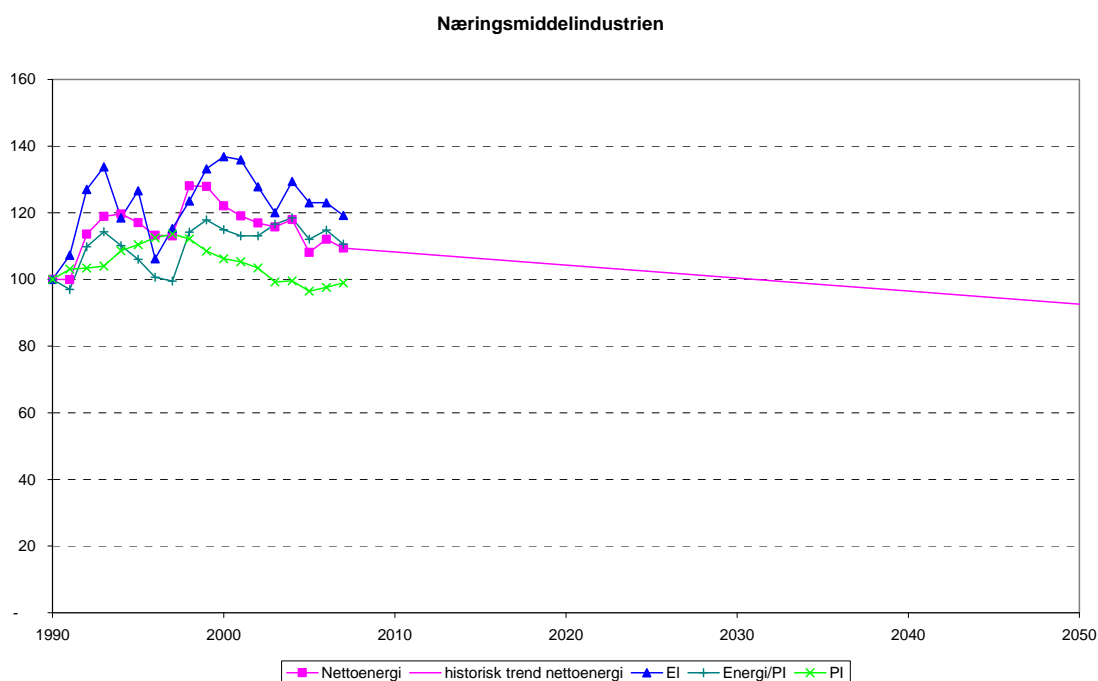


Figur 42 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i treforedlingsindustrien i forhold til energibruken i 1980

Vedlegg 1:5. Næringsmiddelindustrien

Næringsmiddelindustrien består av mange ulike undergrupper; produksjon av meierivarer, kjøtt og kjøttvarer, fisk og fiskevarer og produksjon av øl, vin mineralvann etc. Mange av bedriftene har både et stort varmebehov og kjølebehov. Total netto energibruk i bransjen var 4,1 TWh i 2007.

Basis scenario: Både energibruken og produksjonsindeksen er redusert fra tidlig nittital frem til 2007, mens indikatoren energibruk delt på produksjonsindeks har vært konstant. En årsak til nedgangen kan være at mer import fører til mindre produksjon i Norge. Det er antatt at indikatoren holder seg på samme nivå og at produksjonsindeksen fortsetter å falle med samme trend som de siste 10 årene. Energibehovet i 2020 vil da være ca 3,9 TWh og i 2050 ca 3,5 TWh.

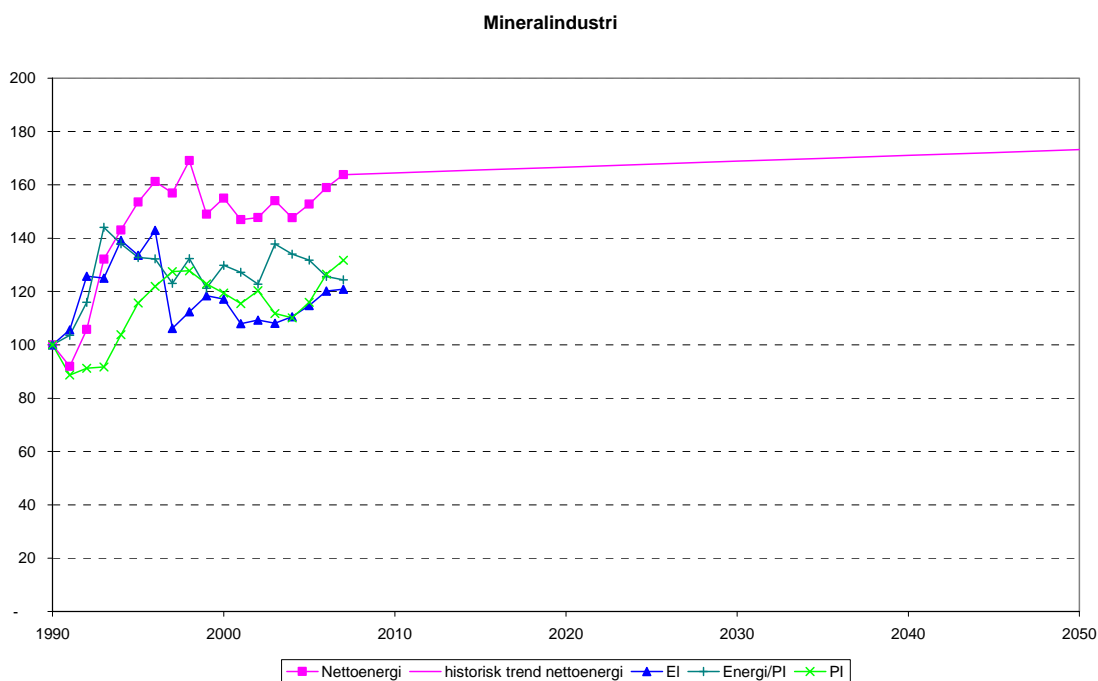


Figur 43 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i næringsmiddelindustrien i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:6. Mineralindustrien

Mineralindustrien inneholder bransjene keramisk, glass, sement etc. Total energibruk i bransjen var 4,4 TWh i 2007.

Basis scenario: Fra ca 1995 har både produksjonsindeks og energibruk vært relativt konstant, men de siste årene er det en liten økning i aktivitet som har ført til en noe høyere energibruk. Det er antatt at indikatoren er konstant og at trenden med noe økt aktivitet fortsetter. Energietterspørselen i 2020 vil da være ca 4,5 TWh og i 2050 ca 4,6 TWh.



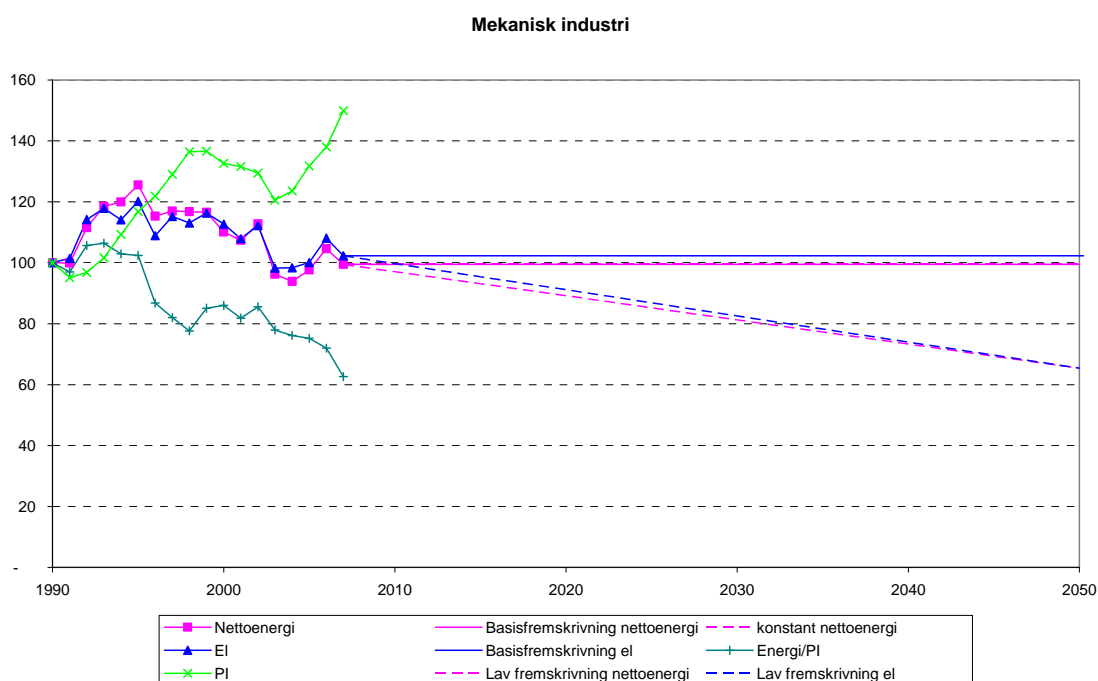
Figur 44 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i mineralindustrien i forhold til energibruk i 1990

Vedlegg 1:7. Mekanisk industri

Mekanisk industri består av bedrifter som har ulike typer verkstedsproduksjon. Nettoenergiebruken i bransjen var 2,6 TWh i 2007.

Basis scenario: det har vært en sterk økning i produksjonsindeks i mekanisk industri, samtidig som energibruken er redusert. De siste fem årene ser energibruken ut til å stabilisere seg og dette er antatt å fortsette, slik at etterspørselen i både 2020 og 2050 er lik dagens nivå på 2,6 TWh.

Lavt scenario: I det lave scenariet antar vi at framtidig utvikling følger trenden for perioden 1990-2007. Det gir et energibehov på 1,7 TWh i 2050.

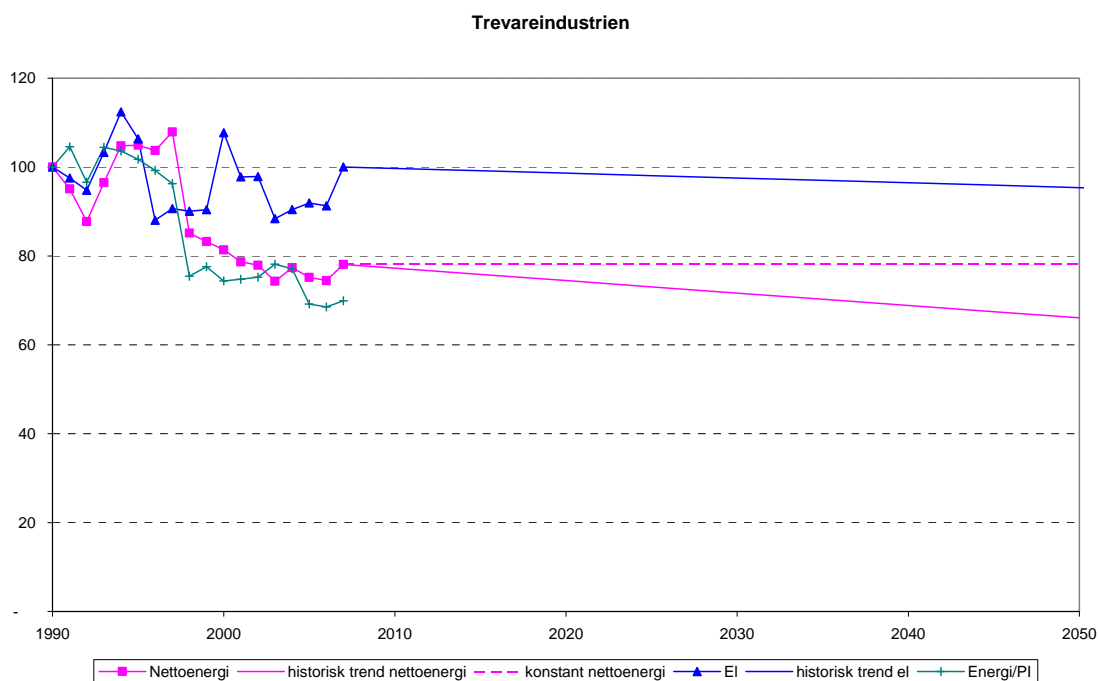


Figur 45 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i mekanisk industri i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:8. Trevareindustrien

Trevareindustrien inneholder trelast (sagbruk) og trebearbeidende industri. Netto energibruk i 2007 var 1,6 TWh.

Basis scenario: Det har vært en reduksjon av energietterspørselen fra 1990 til i dag, men den store reduksjonen fra 1997 til 1998 skyldes sannsynligvis en endring i statistikkgrunnlaget. Det er derfor mer riktig å fokusere på utviklingen fra 1998 og til i dag. Fra 2001 har reduksjonen i etterspørsel avtatt noe, og med trenden fra 2001-2007 som grunn vil energietterspørselen i 2050 være 1,3 TWh (nettoenergi).

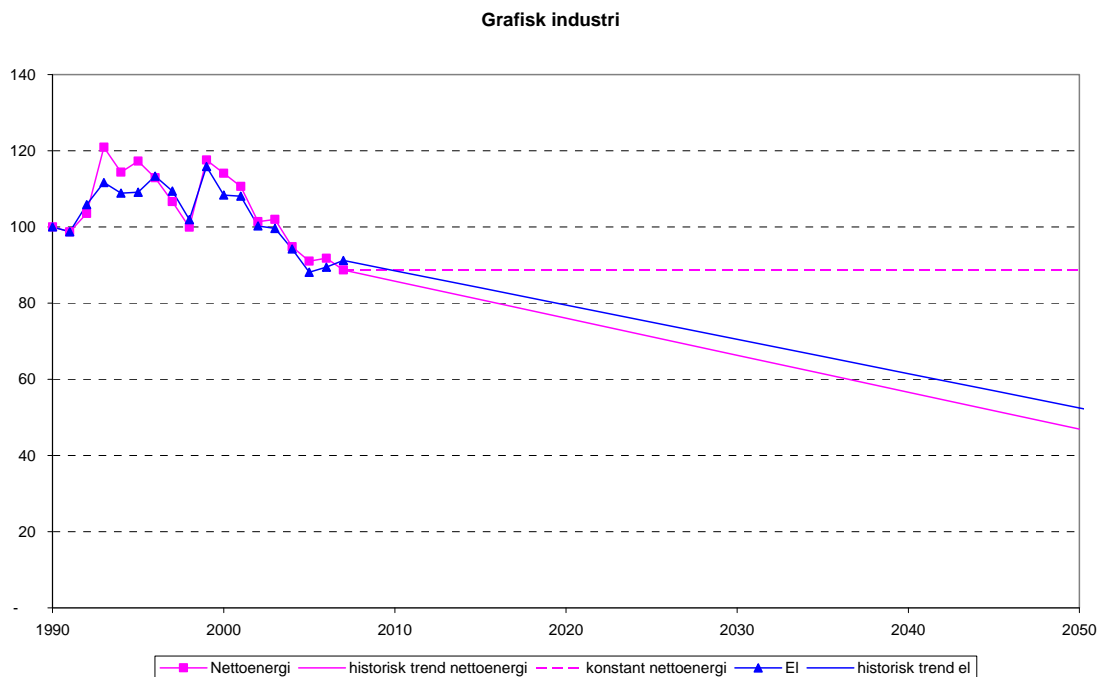


Figur 46 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i trevareindustrien i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:9. Grafisk industri

Grafisk industri består av forlagsvirksomhet og grafisk produksjon (trykkerier).
Energibruk i bransjen i 2007 var 0,40 TWh.

Basis scenario: Etterspørselen etter aviser og andre grafiske produkter ser ut til å fortsette og det er derfor antatt at utviklingen følger trend for perioden 1992-2007. Det gir en etterspørsel etter 0,21 TWh nettoenergi i 2050.

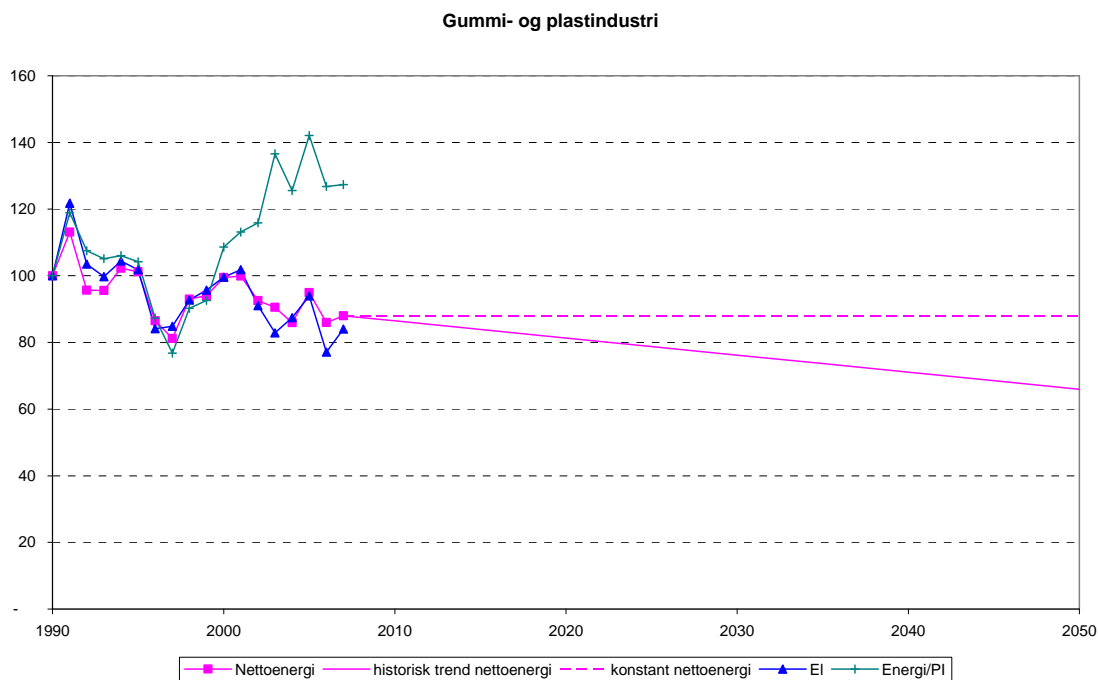


Figur 47 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i grafisk industri i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:10. Gummi- og plastindustri

Gummi- og plastindustrien hadde en energibruk på 0,44 TWh i 2007.

Basis scenario: Energibruken er relativt lav i denne bransjen og har svingt mellom 0,43 og 0,51 TWh de siste ti årene. Historisk trend gir en reduksjon til 0,31 TWh i 2050 og dette er valgt som fremskrivning for gummi- og plastindustrien.

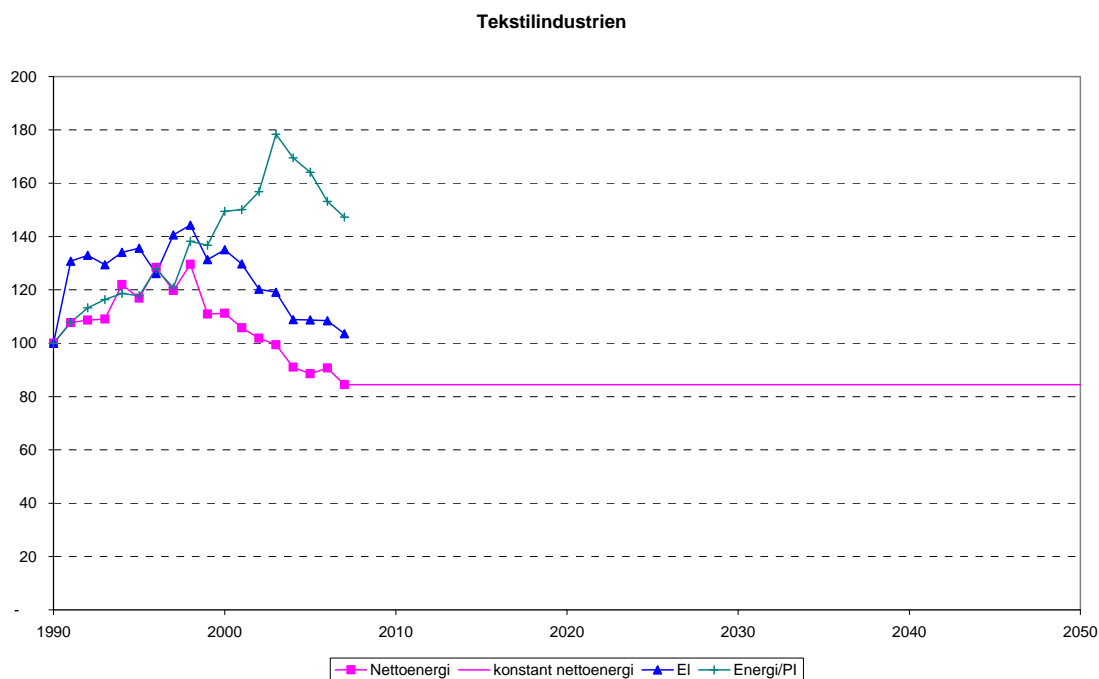


Figur 48 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i gummi- og plastindustri i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:11. Tekstilindustrien

Tekstilindustrien består av bedrifter som produserer tekstiler samt produksjon av klær. Dette er en liten sektor i Norge, og total energibruk i bransjen var 0,2 TWh i 2007.

Basis scenario: Hvis historisk trend blir brukt til fremskrivning vil hele bransjen forsvinne til 2030. Vi mener at det fortsatt vil være noe nisjeproduksjon i Norge og at nivået derfor bør ligge på omtrent samme nivå som dagens.



Figur 49 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i tekstilindustrien i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:12. Annen industri

Sektoren annen industri inneholder møbler, gull- og sølvsmide, industriproduksjon ellers og gjenvinning av metaller og annet.

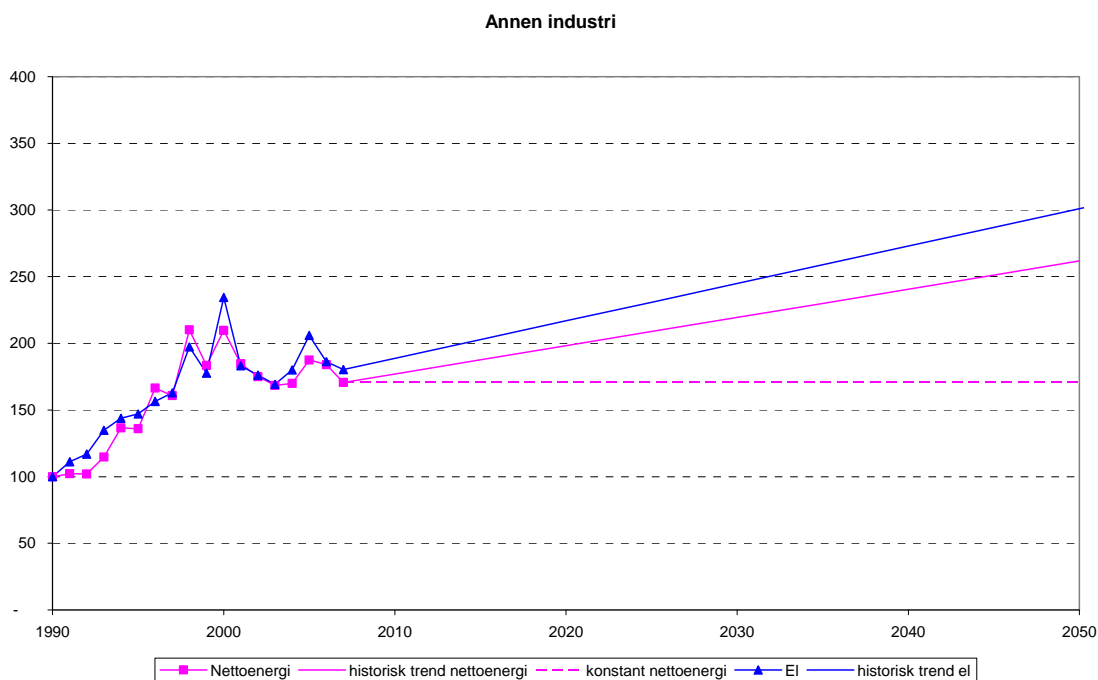
Veksten har vært stor innenfor gjenvinning av metaller, men har flatet ut de siste årene.

Møbler er fortsatt den største energibrukeren i gruppen, og her har forbruket vært mer konstant.

Total energibruk i annen industri var 0,5 TWh i 2007.

Basis scenario: Dersom framtidig utvikling følger trenden for perioden 1994-2007 vil dette gi et forbruk i 2020 på 0,6 TWh og i 2050 på 0,8 TWh.

Lavt scenario: Et lavt scenario innebærer konstant energibehov over hele perioden på 0,5 TWh.

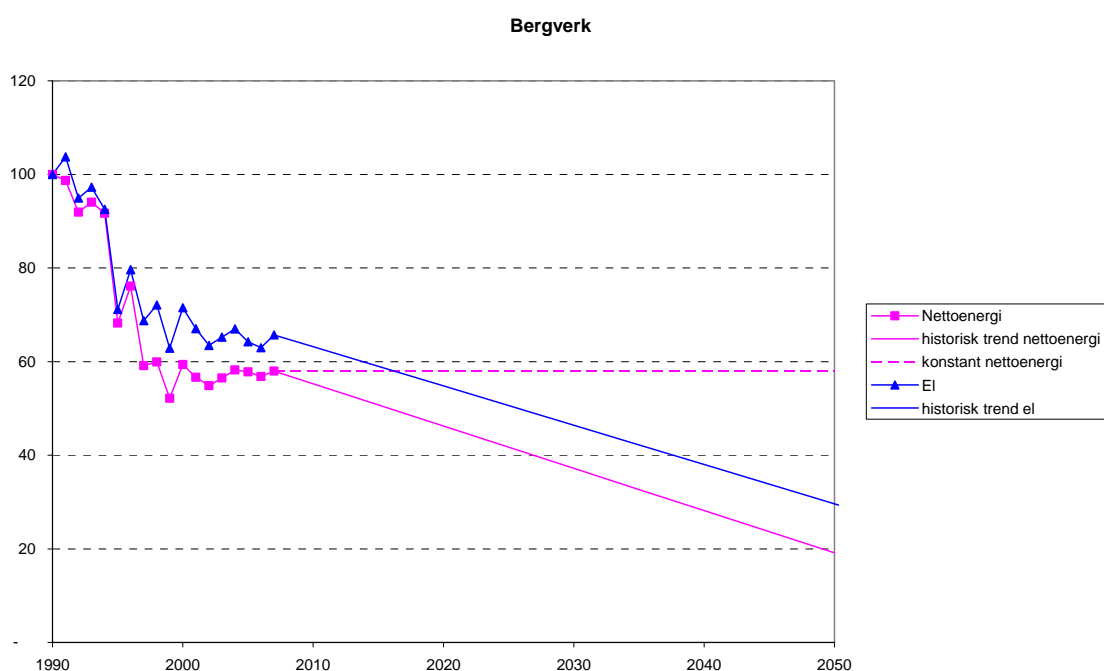


Figur 50 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i annen industri i forhold til energibruk i 1980.

Vedlegg 1:13. Bergverk

Bergverk innebærer utvinning av energiråstoffer, og inkluderer i denne sammenheng utvinning av kull, torv og malm. Utvinning av olje og gass er ikke inkludert, da dette rapporteres under energisektoren. Energibruk i bergverk var 0,5 TWh i 2007 (untatt autodiesel).

Basis scenario: Her antar vi en konstant energibruk tilsvarende energibruken i 2007 lik 0,5 TWh. Hvis den historiske trenden fra 1995 fortsetter, vil energibruken i 2020 være 0,4 TWh og i 2050 0,2 TWh. I andre halvår 2009 starter det opp drift i Sydvaranger Gruve og det er antatt som sannsynlig at aktiviteten opprettholdes på dagens nivå og at reduksjonen i aktivitet stopper opp.



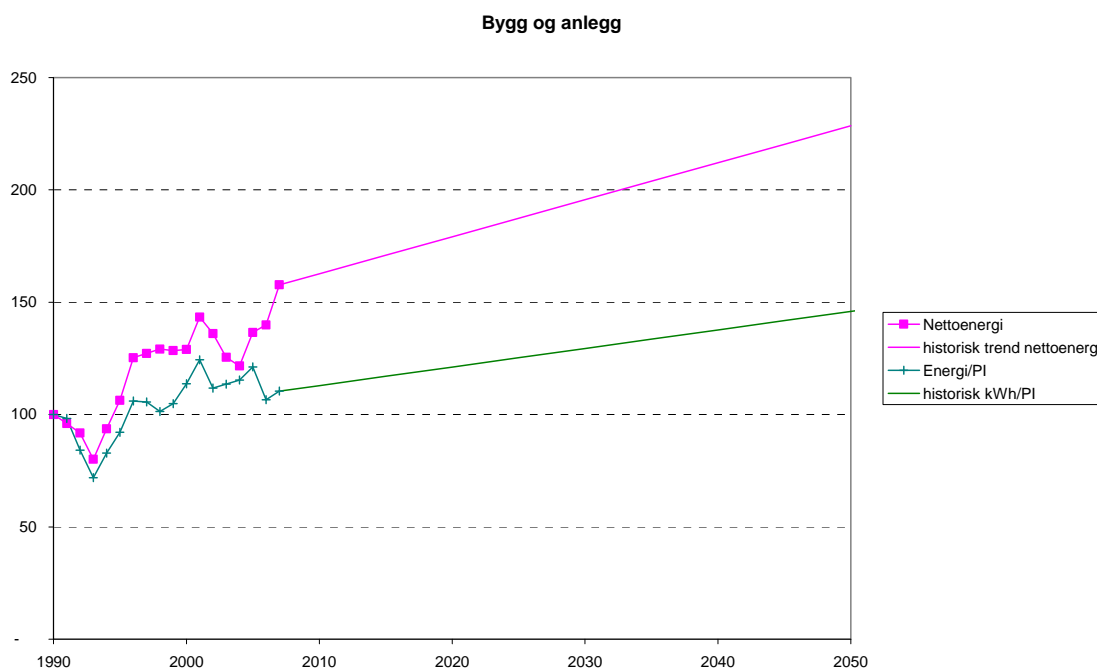
Figur 51 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i bergverkssektoren i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 1:14. Bygg og anlegg

Bransjen hadde et brutto energibehov på 2,6 TWh i 2007 inkludert autodiesel (brutto energi).

Basis scenario: Dersom utviklingen følger trenden for perioden 1996-2005 gir det en økning fra 2,6 i 2007 til 3,0 i 2020 og til 4,3 TWh i 2050.

Lavt scenario: Energiforbruket er konstant lik 2,6 TWh.



Figur 52 Historisk utvikling og fremskrivning av energibruk i bygg og anleggssektoren i forhold til energibruk i 1990.

Vedlegg 2 MARKAL

MARKAL er et modelleringsverktøy som er laget for å representere nasjonale, regionale eller lokale energisystemer. Utviklingen av MARKAL startet ved Brookhaven National Laboratory i USA på 1970-tallet. I dag koordineres videreutvikling og bruk gjennom IEA-programmet ETSAP (Energy Technology System Analysis Programme).

Energisystemet i MARKAL beskrives gjennom et sett av tilgjengelige og fremtidige teknologier for utvinning, konvertering og bruk av energi. MARKAL velger mellom disse teknologiene for å finne den optimale sammensetningen av energisystemer som tilfredsstillende ulike tekniske, økonomiske eller miljømessige begrensninger over en gitt tidsperiode.

MARKAL drives av etterspørselen, det vil si at den må tilfredsstillende spesifiserte etterspørselsprognoser for hver etterspørselssektor i modellen. Det optimale energisystemet er vanligvis definert som det systemet som tilfredsstillende energi- etterspørselen og andre rammebetingelser (eksempelvis utslippskrav) til en minimal kostnad for hele den tidshorizonten som analyseres.

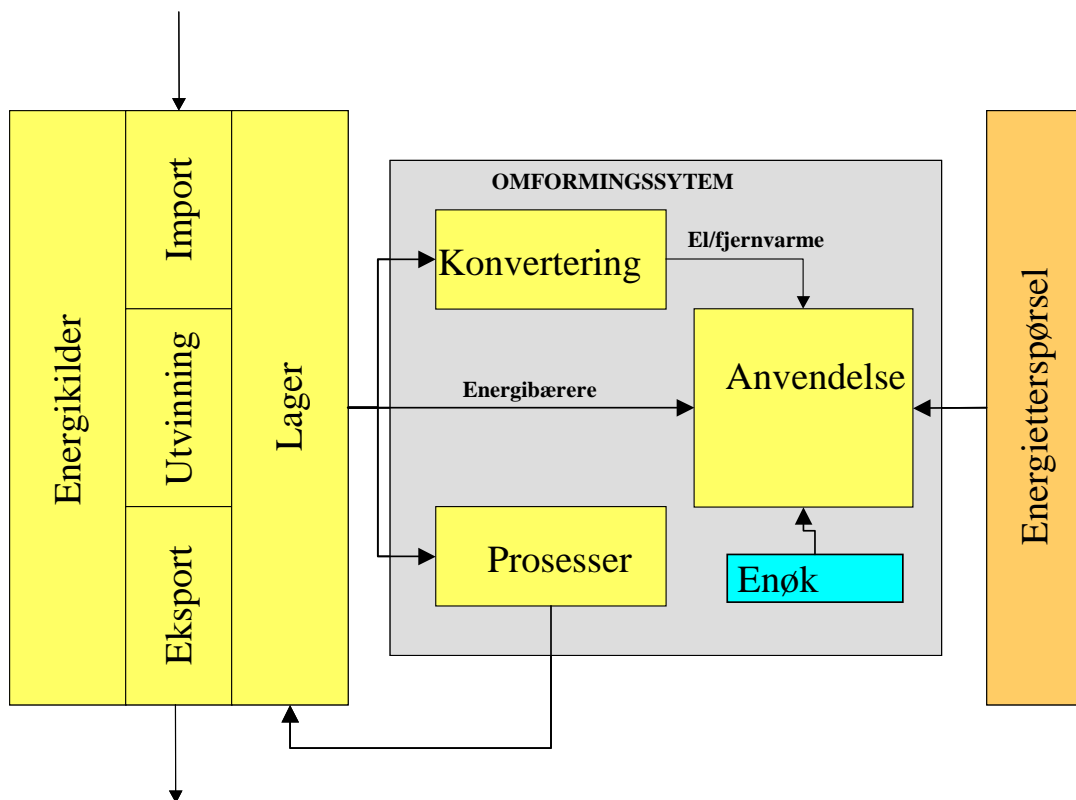
MARKAL finner den optimale sammensetningen av energisystemet ved å formulere og løse systemet som et lineært program bestående av:

- en objektfunksjon, de totale diskonterte kostnader, som skal minimaliseres
- et sett med begrensninger som sikrer at etterspørselen, utslippsgrenser og begrensninger på energibærere og kapasitet tilfredsstillende

MARKAL er en lineær optimaliseringsmodell som indikerer hva som bør gjøres for å oppnå en ønsket utvikling. Det er ikke en modell som viser en sannsynlig fremtids- utvikling. Ved å legge inn tilgjengelige teknologier og energibærere i basisåret for simuleringen optimerer MARKAL fremtidssituasjonen over hele analyseperioden.

Beskrivelse av MARKAL-modellen

I MARKAL beskrives energistrømmen fra tilførsel, via omvandling til etterspørsel, se Figur 0-53



Figur 0-53 Strukturen i en MARKAL-modell

Tilførsel

Energi tilføres systemet ved import, innenlandsk utvinning eller i form av fornybar energi. Energi kan eksporteres ut av energisystemet. Energibærere som tilføres eller forlater systemet beskrives gjennom ulike parametre, slik som utvinningskostnad, importpris, eksportpris og tilgjengelig mengde. Energi kan også lagres, slik at energibærere kan produseres i en tidsperiode og anvendes i en senere tidsperiode.

Omformingsystemet

Omformingsystemet representerer teknologier for prosessering og omvandling av energi, teknologier for distribusjon og anvendelse av energi og enøktiltak.

- Prosesseteknologier omvandler en energibærer til en annen energibærer, f. eks oljeraffineri.
- Konverteringsteknologier produserer elektrisitet og/eller varme, f. eks gasskraftverk
- Distribusjonsteknologier (som er representert med piler i figuren) transporterer energibærere fra kilde, via teknologi til forbruker, f. eks fjernvarmenett.

- Etterspørselsteknologier er teknologier som benyttes for å dekke etterspørselen hos sluttbruker, f. eks oljekjel.
- Enøktiltak reduserer energietterspørselen hos sluttbruker. Enøktiltakene i modellen realiseres dersom de er billigere enn det vil være å dekke etterspørselen med tilgjengelige etterspørselsteknologier.

Alle teknologier beskrives med tekniske (virkningsgrader, tilgjengelighet, installert kapasitet, levetid etc), økonomiske (investeringskostnader, vedlikeholdskostnader, rente etc) og miljømessige data (CO₂, NO_x, SO_x). Maksimalt potensial kan antas for nye teknologier for å reflektere markedsmessige og institusjonelle hindre. Det kan også legges restriksjoner for introduksjonshastigheten for nye teknologier og begrensninger for utfasningshastigheten på eksisterende teknologier.

Etterspørsel

Etterspørselssektorene for energi er inndelt i industri, servicesektor, husholdning og transport. Disse sektorene er igjen inndelt i undersektorer som alle har alternative etterspørselsteknologier som kan dekke energibehovet. Netto energietterspørsel i form av prognoser for hver slik undersektor etableres utenfor modellen og legges inn i modellen. MARKAL velger så under optimeringen de teknologier som skal dekke denne nettoetterspørselen. Avhengig av virkningsgrader til de valgte teknologier og bruk av enøktiltak, gir MARKAL den mengde bruttoenergi som er nødvendig for å dekke den spesifiserte nettoenergiefterspørselen.

Sluttbrukerteknologier

For hver sektor er energibruken delt inn i termisk energibehov og elspesifikt behov. Det termiske energibehovet kan dekkes ved ulike energibærere og systemer. Hver etterspørselsektor kan velge mellom et utvalg av teknologier. Investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, installert kapasitet, levetid, virkningsgrad etc er tilpasset de enkelte etterspørselsektorer.

Husholdninger

Husholdningssektoren er inndelt i fire grupper; nye og eksisterende en-familiehus samt nye- og eksisterende fler-familiehus. I tillegg er elektrisk utstyr i husholdningene en egen gruppe.

I tillegg kan husholdningene velge å investere i ny teknologi for oppvarming, slik som pelletskamin, parafinovn, vedovn, panelovner/varmekabler, varmpumper og ulike løsninger for vannbåren varme.

I husholdningssektoren er det antatt at etterspørsel etter termisk energi til gamle hus er uforandret i perioden og at all økning skjer i nye hus. Tidligere har etterspørselen til gamle hus blitt redusert, men når total økning av energibruk i husholdninger er så stor i hht referansebanen, virker det rimelig at gamle hus ikke reduserer sin etterspørsel, på tross for at noen hus rives.

Tjenesteytende sektor

Tjenesteytende sektor er delt inn i 12 grupper i modellen. Energibehovet i tjenesteytende sektor er så inndelt i etterspørsel etter termisk energi og etterspørsel etter elektrisk energi til utstyr/lys. Det termiske energibehovet i tjenesteytende sektor kan dekkes ved hjelp av direkte elektrisk oppvarming og/eller ved et sentralvarmeanlegg. Varmepumper, fjernvarmeveksler, elkjel, oljekjel, gasskjel og pelletskjel kan benyttes. Installert kapasitet for de ulike oppvarmingssystemene er lagt inn for utgangsåret.

Industri

I modellen er industrien inndelt i fem sektorer; treforedling, kjemisk, ferrolegering, aluminium og annen industri. Energibehovet er inndelt i termisk energi, ikke-substituerbare brensler og ikke-substituerbar elektrisitet. Det termiske behovet kan dekkes ved noe ulike kilder i de ulike bransjene, avhengig av blant annet interne ressurser i bedriftene. De viktigste er elkjel, oljekjel, gasskjel, biokjel, fjernvarme og varmepumpe.

Transport

I modellen er transportsektoren inndelt i 8 sektorer; veitransport – biler, veitransport – gods, veitransport – busser, jernbane, innenlands sjøfart og marint forsvar, lufttransport, mobilt utstyr og fiske. Hver sektor har mulighet å velge mellom ulike transportteknologier.

Annet

Andre sektorer som er modellert er primærnæringene (jordbruk og fiske) og raffinierier.



Institute for Energy Technology

Institute for Energy Technology

P.O. Box 40

NO-2027 Kjeller

Norway

Tlf 0047 63 80 60 00

Telefax 0047 63 81 63 56

www.ife.no