

Januar 2007

Basisfremskrivningen til CO₂-kvoteallokeringsplanen for 2008-12 og regeringens energistrategi: En visionær dansk energipolitik.

I dette notat dokumenteres Energistyrelsens langsigtede basisfremskrivning, der har været anvendt i forbindelse med dels den nationale CO₂-kvoteallokeringsplan for 2008-12, dels regeringens energistrategi: ”En visionær dansk energipolitik”.

Fremskrivningen beskriver den udvikling, som under en række forudsætninger om teknologisk udvikling, priser, økonomisk udvikling mv. kunne forventes i perioden frem til 2030, hvis der ikke blev gennemført nye initiativer. Det er altså en *basisfremskrivning* under bestemte forudsætninger, ikke en prognose.

Kapitel 1: Sammenfatning af forudsætninger og resultater.

1.1. Forudsætninger og metoder

Til fremskrivningen af det endelige energiforbrug ekskl. transport er anvendt den økonomiske model, EMMA. Det primære input til denne model er økonomisk vækst fordelt på sektorer, energipriser og antagelser om autonome tekniske fremskridt. EMMA-fremskrivningen er mere udførligt dokumenteret i kapitel 2.

Med udgangspunkt i efterspørgslen for el og fjernvarme anvendes den teknisk/økonomiske simuleringssmodel Ramses til at beregne brændselsforbrug, elpriser mm. i forsyningssektoren. Ramses anvender brændselspriser, værksspecifikke virkningsgrader samt nordisk el- og fjernvarmefterspørgsel som det primære input. En mere detaljeret dokumentation af Ramses-fremskrivningen findes i kapitel 3.

Energiforbruget i raffinaderier er fremskrevet uændret i forhold til 2003 og uden brug af modeller. Energiforbruget i Nordsøen er baseret på konkret viden om de enkelte felter suppleret med antagelser om ny bidrag fra efterforskningen og ny teknologi.¹ Energiforbruget i transportsektoren er fremskrevet med udgangspunkt i beregninger fra Vejdirektoratet.

Udgangspunktet for fremskrivningen er eksisterende eller vedtaget politik og uændrede adfærdsmønstre (”business-as-usual”). I en så langsigtet fremskrivning mange år ud i fremtiden indeholder vurderingen af ”business as usual” et væsentligt element af usikkerhed og fortolkning. Der er selvsagt også stor usikkerhed på energipriser, teknologi m.v. frem mod 2025.

¹ Efter at fremskrivningen til allokeringssplanen blev færdiggjort, er skønnet for energiforbruget ved olie- og gasindvindingen justeret fra 2010 og frem svarende til gennemsnitligt omkring +0,7 PJ årligt for perioden 2008-12. Det hermed forbundne CO₂-udslip anslås til ca. 0,04 mio. tons som årligt gns. for perioden. De berørte aktiviteter er stort set fuldt omfattet af CO₂-kvoteordningen. Det opdaterede skøn er anvendt i energistrategisammenhæng.

Økonomisk udvikling

Forudsætningerne om produktion, privat forbrug osv. er i hovedsagen baseret på Finansministeriets ADAM-fremskrivning i *Finansredegørelse 2004* (FR04). Den løber kun til 2010, men der ligger en uofficiel fremskrivning herefter, som beregningsteknisk er anvendt frem til 2030. Den generelle økonomiske vækst i erhvervene ligger på ca. 2 % p.a. frem til 2010 - lavest i landbrug og den offentlige sektor og højest i private serviceerhverv. Fremskrivningen afspejler en fortsat udvikling i erhvervsstrukturen bort fra de energitunge, primære erhverv og over mod de tertiære erhverv. Inflationen er i FR04 med ca. 2,1 % p.a. antaget at holde sig meget stabilt på det nuværende niveau.

Brændselspriser

Fremskrivningen af brændselspriserne er baseret på forventningerne i september 2006 til de i november 2006 offentliggjorde *World Energy Outlook, 2006*. Det er antaget at der over en 4-årig periode sker en tilpasning fra prisniveauet medio 2006 til disse priser. Konkret er der forudsat et niveau for olieprisen på 50 \$/tønne i 2005-priser fra 2010 og frem. Det er endvidere antaget, at forholdet mellem gas- og olieprisen fra 2010 er ca. 78% som i IEAs 2005-fremskrivninger (*World Energy Outlook, 2005*), men at kulprisen kun stiger med den halve procentsats af olieprisen. De anvendte forudsætninger resulterer i følgende prisantagelser:

Tabel 1 Brændselsprisantagelser

	2010	2030
Råolie, 2005-USD/tønne	50	50
Kul, 2005-USD/ton	60	58
Naturgas, Europa 2005-USD/MBtu	7,1	7,2

For perioden 2008-12 er den gennemsnitlige oliepris 53 USD/tønne.

IEA betoner prisforudsætningernes usikkerhed. Den fremtidige globale vækst er usikker, de fremtidige reserver og felternes udvindingsomkostninger er usikre, der kan ske uforudsete teknologiske gennembrud, og den fremtidige energi- og klimapolitik kendes ikke. I den endelige IEA-prisfremskrivning fra november 2006 er olieprisen i gennemsnit nogenlunde på de 50 \$/tønne, mens gasprisen ligger 10-20% under det ovenstående skøn.

Til brug for energifremskrivningen omregnes priserne i dollar til danske kroner med en dollarkurs på 6,0.

CO₂-kvoter

I basisfremskrivningen er der valgt en kvotepris på 150 kr./ton (2005-priser) i alle år fra 2005 og frem. Det antages, at tildelingen af gratiskvoter ingen betydning har for emissionerne, fordi den ikke påvirker de marginale produktionsomkostninger i erhvervene.

Teknologisk udvikling i det endelige energiforbrug

Ved denne fremskrivning er skønnet for de fremtidige rent teknologisk begrundede energieffektivitetsforbedringer i det endelige energiforbrug ca. 0,7% årligt. For erhverv er den fordelt på 0,2% på el og 0,9% på øvrig energi, hvilket afspejler et fortsat skift imod elteknologi. For husholdninger er den 1,8 for el og 0,4 for øvrige energi (primært opvarmning).

Forsyningssektoren

Som nævnt beregner den teknisk/økonomiske simuleringsmodel, Ramses med udgangspunkt i efterspørgslen for el og fjernvarme elprisen på engros-markedet og brændselsforbrug i forsyningssektoren. De forudsatte brændselspriser og kvotepriser er som beskrevet ovenfor. Derudover anvender Ramses værksspecifikke data samt nordisk el- og fjernvarmefterspørgsel som input. El- og fjernvarmefterspørgslen fra de øvrige nordiske lande tager udgangspunkt i nationale fremskrivninger, men er justeret til de nu højere forventninger til det fremtidige niveau for elpriserne med antagelse om en priselasticitet i forhold til engrosprisen på -0,05.

I Ramses er alle værker i Norden beskrevet med effekt, brændselstype, virkningsgrader, driftsomkostninger etc. Meget små værker er dog samlet i grupper. Med brændsels- og kvotepriserne kan de kortsigtede marginale omkostninger i elproduktion opstilles, og som på det nordiske marked, Nord Pool, sættes værkerne i hvert område ind ét for ét – de billigste først – og det fortsætter, indtil efterspørgslen (inkl. evt. behov for eksport eller import) i den enkelte driftstime tilfredsstilles.

På længere sigt får investeringsbeslutninger også betydning. Beslutningen om investeringer i nye værker foregår uden for modellen. Der investeres kun, hvis modelberegningen viser, at værket kan tjene investeringen hjem, med antagelser om givne tilskudssatser til VE (især vindmøller), en vis andel gratis CO₂-kvoter til fossilt baserede værker m.m. Det antages, at fossile kraftværker i fremtiden modtager gratiskvoter svarende til ca. 25 % af det ”behov” et gasfyret combined cycle værk ville have (uanset om det konkrete værk er kul- eller gasfyret). Værker med placering i et område med et fjernvarmebehov har typisk en konkurrencefordel på grund af indtægterne fra varmesalget.

Der er anvendt uændrede afgifts- og tilskudssatser i kroner og øre frem til 2010. Derefter er de antaget at blive prisreguleret. Det betyder, at satserne frem til 2010 reelt udhules med ca. 2 % årligt (inflationen), mens de derefter holdes konstante realt set. Fx er de 10 + 2,3 = 12,3 øre/kWh, som nye vindmøller kan få i tilskud, reduceret til ca. 11 øre/kWh i 2010 og frem i 2005-priser.

Biomasseaftalen er antaget at blive forlænget uændret, ligesom det antages, at nye decentrale kraftvarmeværker, der afløser eksisterende, som skal skrottes, får samme tilskudsbetingelser til biomassebaseret produktion som de eksisterende.

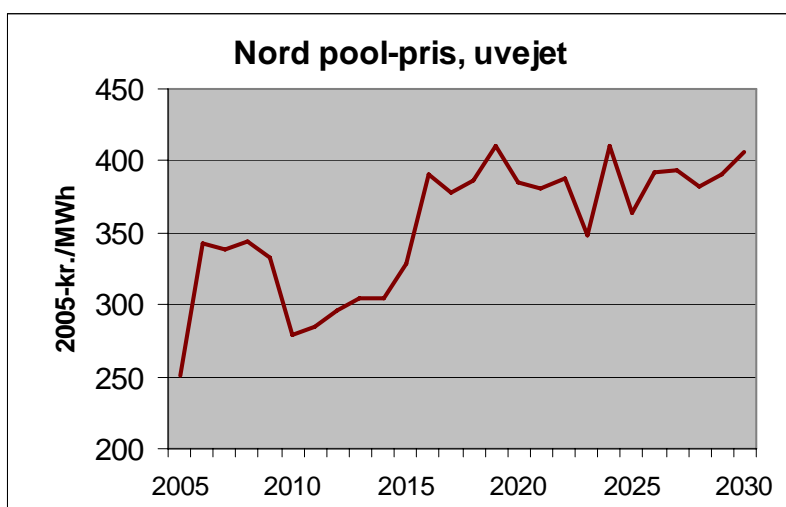
Der indgår i fremskrivningerne en udbygningsplan efter ovenstående principper. På grund af en forholdsvis rigelig elkapacitet i Danmark frem til 2012 antages dog ikke væsentlige udbygninger i Danmark på denne side af 2012 – ud over allerede igangsatte projekter (havmøller på udbud m.m.).

1.2 Fremskrivningernes resultater

Elpris

Elprisen er ikke input til fremskrivningen, men genereres endogent af Ramses. Ved beregningen af det endelige energiforbrug i EMMA indgår den dog som forudsætning. Derfor præsenteres den her som det første resultat af fremskrivningen. På baggrund af de ovenstående brændselspriser, CO₂-kvotepriser og antagelserne om den fremtidige kapacitetsudbygning mv. giver Ramses følgende bud på elprisen (figur 2).

Figur 2 Elprisen på en gros-markedet i Danmark



Resultater med særlig relevans for allokeringsplanen

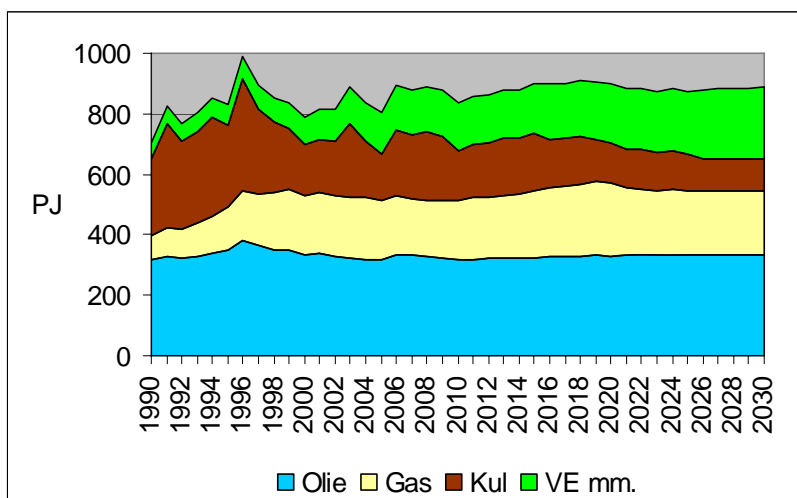
Den definition af bruttoenergiforbruget, der vises i dette afsnit, følger UNFCCC-formatet. Det betyder, at det ikke er korrigeret for klima, grænsehandel og elhandel, og at det inkluderer flaring i Nordsøen, men ikke udenrigsfart. Det er denne definition af bruttoenergiforbruget, der er anvendes i forbindelse med opfyldelse af de internationale klimamål og dermed også i allokeringsplansammenhæng.

Bruttoenergiforbrug

De præsenterede tal stammer frem til og med 2005 fra Energistyrelsens energistatistik, mens de fra 2006 og frem er baseret på beregninger og antagelser nævnt i afsnit 1.

På trods af nogenlunde konstante brændselspriser og økonomisk vækst er væksten i bruttoenergiforbruget i den samlede basisfremskrivning meget moderat. Det skyldes dels tekniske forbedringer, men primært besparelserne i det endelige energiforbrug. Se figur 3.

Figur 3 Bruttoenergiforbruget i basisfremskrivningen, UNFCCC-format



Note: VE omfatter her fossilt affald.

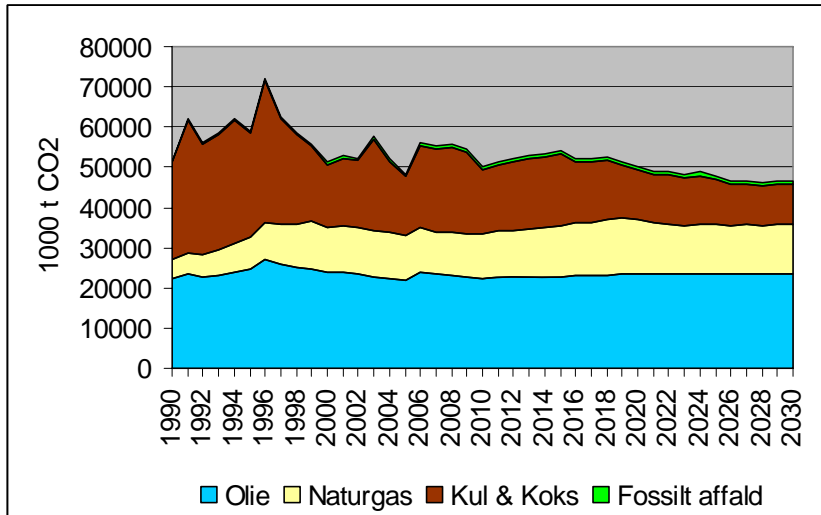
Stigningen i VE efter 2015 skyldes primært nye vindmøller, som antages bygget af private investorer med den eksisterende tilskudsordning på ca. 11 øre/kWh, fordi den høje elpris gør det rentabelt. Men en stigende mængde biomasse bidrager også. Stigningen i anvendelsen af naturgassen fra omkring samme tidspunkt skyldes, at nogle ældre kulfyrede kraftværker erstattes af nye naturgasfyrede eller delvist biomassefyrede værker. Det afspejler sig i et faldende kulforbrug. Den svage stigning i olieforbruget dækker over en betydelig stigning i transportsektoren og et fald til opvarmningsformål.

De store svingninger i de historiske kulforbrug afspejler primært svingende eleksport som følge af nedbørsændringer i Norden. I fremskrivningsperioden regnes med normal nedbør i alle år.

CO₂-udledning

CO₂-udledningen med den ovenfor brugte definition af energiforbrug udvikler sig som det fremgår af figur 4.

Figur 4 Energirelaterede udledninger af CO₂, UNFCCC-format



På grund af skiftet fra kul til gas og biomasse udviser den energirelaterede CO₂-udledning i modsætning til energiforbruget et svagt fald.

Fordelingen af CO₂-udledningerne på sektorer som gennemsnit over årene 2008-12 fremgår af tabel 3. Udover de energirelaterede udledninger i figur 4 omfatter tabel 3 også andre drivhusgasser samt procesrelaterede emissioner af CO₂.

Tabel 3 Udledning af drivhusgasser 2008-12

Mio. ton CO ₂ -ækvivalenter	Kvotefattig	Ikke kvotefattig	Total
El inkl. proces	15,79	1,00	16,79
Fjernvarme	4,70	1,25	5,95
Gasværker	0,00	0,03	0,03
Fremstillingsvirksomheder inkl. proces	5,08	1,97	7,05
Landbrug, gartneri (energi)	0,07	2,14	2,21
Raffinaderier	1,01	0,00	1,01
Offshore	3,06	0,03	3,09
Bygge og anlæg	0,00	0,53	0,53
Serviceerhverv	0,00	0,85	0,85
Husholdninger	0,00	3,21	3,21
Øvrige drivhusgasser og kilder – herunder landbrug og transport	0,00	27,05	27,05
Total før initiativer	29,71	38,06	67,77

Note: Bortset fra tabellens sidste to rækker omfatter tallene alene CO₂.

Fordelingen på de kvotefattede og ikke-kvotefattede virksomheder er for forsyningssektorens vedkommende sket på basis af Ramsesfremskrivningen for de enkelte værker. For fremstilling og landbrug/gartneri er der taget udgangspunkt i de observerede udledninger i 2005, som derefter er blevet tildelt en vækstrate svarende til den samlede industris udledninger. På offshore-området er regnet med, at 99% af udledningerne er kvotefattede. Den præcise beregning af udledningerne af CO₂ og andre drivhusgasser til allokeringssplanen beregnes af DMU.

Resultater med særlig relevans for energistrategien

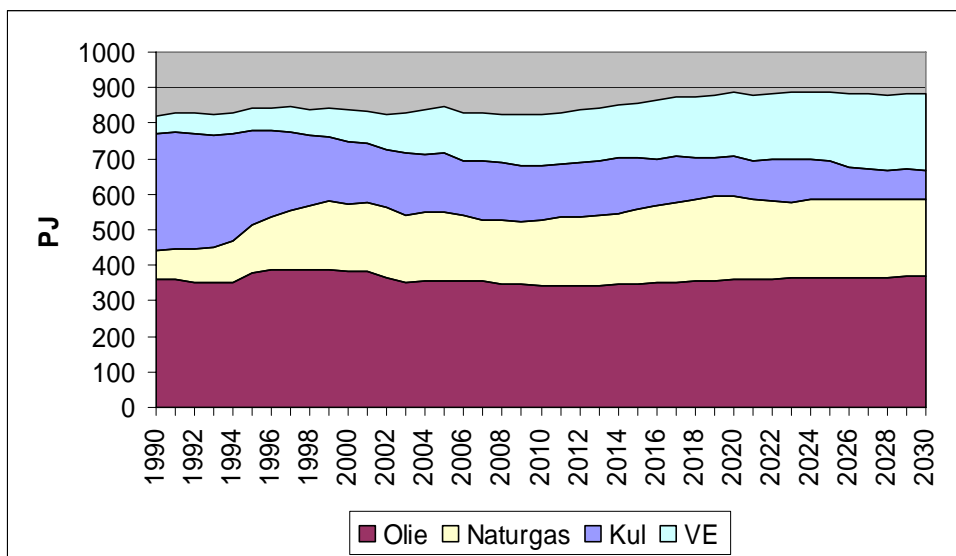
I dette afsnit vises udviklingen i bruttoenergiforbrug og andelen af vedvarende energi som det opgøres i forbindelse med regeringens energiudspil. Det betyder, at det er korrigeret for klima, grænsehandel og elhandel, og at det inkluderer udenrigsfart, men ikke flaring i Nordsøen.

Bruttoenergiforbrug

De præsenterede tal stammer frem til og med 2005 fra energistatistikken, mens de fra 2006 og frem er baseret på beregninger og antagelser nævnt i afsnit 1.

På trods af nogenlunde konstante energipriser og økonomisk vækst er væksten i bruttoenergiforbruget i den samlede basisfremskrivning meget moderat. Det skyldes som tidligere nævnt dels tekniske forbedringer, men primært besparelserne i det endelige energiforbrug. Som det fremgår af figur 5 sker der dog forskydninger i sammensætningen af bruttoenergiforbruget på de forskellige brændsler.

Fra 2005 til 2025 falder forbruget af fossile brændsler i basisfremskrivningen med 1 pct.



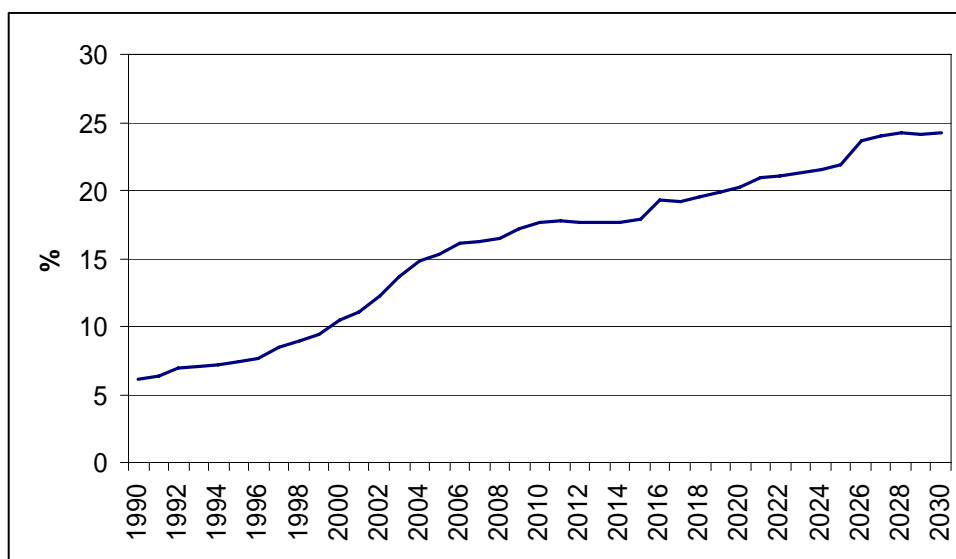
Figur 5 Bruttoenergiforbruget i basisfremskrivningen

Stigningen i naturgasforbruget fra omkring 2015 skyldes, at nogle ældre kulfyrede kraftværker erstattes af nye naturgasfyrede eller delvist biomassefyrede værker. Det afspejler sig i et faldende kulforbrug. Den svage stigning i olieforbruget dækker over en betydelig stigning i transportsektoren og et fald til opvarmningsformål.

Andel af vedvarende energi

Andelen af bruttoenergiforbruget, der dækkes af vedvarende energi, stiger væsentligt frem mod 2030, hvilket skal ses i lyset af forudsætningerne om bl.a. stigende elpriser og fortsat teknologiudvikling. Det skal bemærkes, at forudsætningen om tilskuds- og afgiftssatser, der fra 2010 forudsættes uændrede i faste priser², og forudsætningen om en forlængelse af tilskud i medfør af biomasseaftalen i hele perioden, i praksis forudsætter nye politiske beslutninger.

I 2025 er VE-andelen i basisfremskrivningen ca. 22%.



Figur 6 Udviklingen i VE-andelen af bruttoenergiforbruget

Endeligt energiforbrug – slutforbrug

Forudsætningerne for fremskrivningen af det endelige energiforbrug i de forskellige sektorer fremgår af kapitel 2. Udviklingen i forbruget er vist neden for.

Tabel 3 Endeligt energiforbrug fordelt på sektorer og brændsler

PJ	2003	2010	2020	2025	2030	PJ	2003	2010	2020	2025	2030
Landbrug m.m.	39,8	39,2	38,7	38,6	38,8	EI	116,9	118,2	128,1	130,8	131,8
Byggeri	7,9	8,6	9,2	9,5	9,9	Øvrige brændsler	517,9	516,0	520,4	524,9	530,8
Fremstilling	115,0	115,0	120,6	122,2	122,3	Flydende	288,5	289,6	302,1	308,1	314,8
Privat service	58,6	60,6	62,3	62,4	61,7	Faste	8,9	8,8	10,1	10,6	10,9
Offentlig service	25,2	21,6	19,4	19,1	19,1	Gas	76,6	74,6	67,7	66,2	65,5
Husholdninger	188,6	177,1	167,9	166,2	166,2	Fjernvarme	108,4	104,8	97,5	95,0	92,7
Transport	199,7	212,0	230,5	237,7	244,6	VE	35,4	38,2	43,0	45,1	46,8
I alt	634,8	634,1	648,5	655,7	662,5	I alt	634,8	634,1	648,5	655,7	662,5

Anm: 2003-tal stammer fra Energistatistik 2003, ekskl. ikke-energiformal, klimakorrigeret

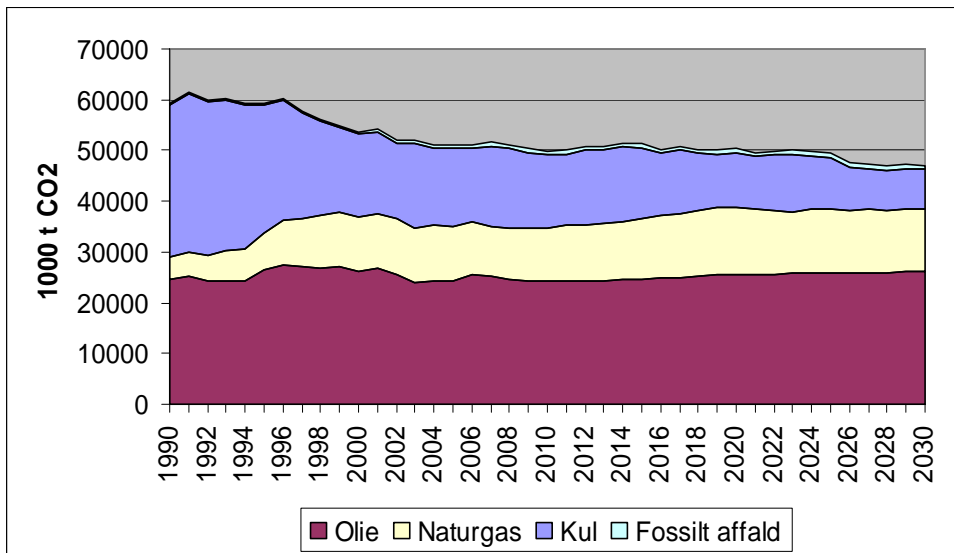
² Dette svarer til forudsætningerne i den fremskrivning af den økonomiske vækst, der er benyttet

Det samlede endelige energiforbrug i husholdningerne, erhverv og den offentlige sektor (dvs. det samlede forbrug excl. transport) falder frem til 2013 og er herefter forudsat uændret. Energiforbruget til transport stiger jævnt over hele perioden. Skønnet for væksten i transportens energiforbrug frem til 2030 er på ca. 0,8 % årligt. Det viste transportenergiforbrug omfatter udenrigsluftfart, men ikke international søfart.

Transportsektoren står i basisfremskrivningen for 37 % af det endelige energiforbrug i 2030 mod 31 % i dag. Da transporten primært anvender olie, og da olieforbruget i de øvrige sektorer er vigende, øges transportsektorens andel af olieforbruget til 79 % i 2030 mod 69 % i dag.

CO₂-udledning korrigeret

CO₂-udledningen fra det korrigerede bruttoenergiforbrug udvikler sig som det fremgår af figur 7.



Figur 7 Energirelaterede udledninger af CO₂

På grund af skiftet fra kul til gas og biomasse udviser den energirelaterede CO₂-udledning i modsætning til energiforbruget et svagt fald.

Kapitel 2. Fremskrivning af energiforbruget i erhverv, husholdninger og transport

2.1 Forudsætninger

Økonomisk udvikling

Forudsætningerne om produktion, privat forbrug osv. er i hovedsagen baseret på Finansministeriets ADAM-fremskrivning i *Finansredegørelse 2004* (FR04). Den løber kun til 2010, men der ligger en uofficiel fremskrivning herefter, som beregningsteknisk er anvendt frem til 2030, jf. tabel 2.1. Væksten i de primære erhverv (landbrug, gartneri, skovbrug og fiskeri, men ikke energiudvinding) er dog af Energistyrelsen sænket til 1,1 % p.a. i hele fremskrivningsperioden svarende til den historiske vækst siden 1980, fordi Finansministeriets vækst på ca. 2 % p.a. synes meget stor. En beskrivelse af Finansministeriets fremskrivning kan findes på www.fm.dk.

Tabel 2.1 Vækstforudsætninger

Procent p.a.	1980-2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2010-2020	2020-2030
Produktionsværdi:										
Primære erhverv excl. energi	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Bygge og anlæg	0,8	3,6	1,2	1,7	2,1	2,2	2,4	2,2	1,6	1,2
Fremstilling excl. energi	1,7	0,5	3,0	1,1	2,2	1,8	2,0	1,9	1,3	0,6
Offentlig service	1,7	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	1,0
Handel	2,4	3,5	3,7	2,0	2,7	2,6	2,7	2,6	1,8	1,0
Finansielle tjenester	3,0	1,7	0,6	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,1	1,7
Øvrige tjenester	3,1	2,3	2,6	2,0	2,5	2,4	2,5	2,4	2,0	1,4
I alt	2,0	1,7	2,2	1,5	2,1	1,9	2,0	2,0	1,5	1,1
Privat forbrug	1,3	3,6	3,0	1,6	2,6	2,5	2,6	2,5	2,2	1,7
Boligbeholdning 1995-priser	1,4	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Boligbeholdning, m ²	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,7	0,7
BNP	1,8	2,2	2,5	1,4	2,0	1,9	2,0	1,9	1,5	1,1
Bruttoværditilvækst (BVT)	1,8	1,9	2,5	1,4	2,0	1,8	2,0	1,9	1,5	1,0
Deflator, BVT	3,9	2,2	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1
Deflator, privat forbrug	3,9	1,4	1,5	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8

Kilder: Vækstraterne til og med 2003 stammer fra Danmarks Statistiks nationalregnskab, april 2004.

Vækstraterne for 2004-2010 er fra *Finansredegørelse 2004*, og herefter er anvendt supplerende information fra Finansministeriet. Udviklingen i primære erhverv og boligbeholdningen i m² for hele fremskrivningsperioden er egne skøn.

Den generelle økonomiske vækst i **erhvervene** ligger på ca. 2 pct. per år frem til 2010 - lavest i landbrug og den offentlige sektor og højest i private serviceerhverv jf. tabel 2.1.

Fremskrivningen afspejler en fortsat udvikling i erhvervsstrukturen bort fra de energitunge, primære erhverv og over mod de tertiære erhverv – offentlige tjenester undtaget. Dette

mønster findes også efter 2010, men på et noget lavere væksthiveau, og væksten er generelt faldende frem mod 2030. Den generelle vækst over hele perioden er på niveau med udviklingen fra 1980 – dog er væksten i det private forbrug noget større end de historiske 1,3 % p.a.

De centrale forudsætninger for **husholdningerne** er væksten i det samlede private forbrug, væksten i boligmassen og priserne. Da varmemeforbruget i den anvendte model (EMMA) er knyttet til antallet af kvadratmeter i boligerne, og boligbeholdningen fra ADAM er en fastprisstørrelse, er det ikke oplagt at anvende denne. I denne fremskrivning er det i stedet valgt at anvende skøn fra en fremskrivning med Energistyrelsens tekniske model, Varmemodell Bolig, på ca. 2,5 mio. m² om året. Det svarer til en vækst på 1,0 % p.a. de første år aftagende til 0,7 % p.a. frem mod 2030. De nye boligens opvarmningsform er fordelt nogenlunde jævnt på fjernvarme, eldrevne varmepumper og naturgas. Dertil kommer nogle få procent ren elvarme, VE og gasolie.

Den væsentligste drivkraft for elforbruget i husholdningerne er i modellen det reale private forbrug. Da det i FR04 vokser væsentligt kraftigere end historisk, er dette den væsentligste årsag til, at elforbruget i husholdninger har en relativ høj vækst i den resulterende energifremskrivning.

Inflationen er i FR04 med ca. 2,1 % p.a. antaget at holde sig meget stabilt på det nuværende niveau.

Ressourcepriser, fossile brændsler

Fremskrivningen er baseret på følgende prisforudsætninger.

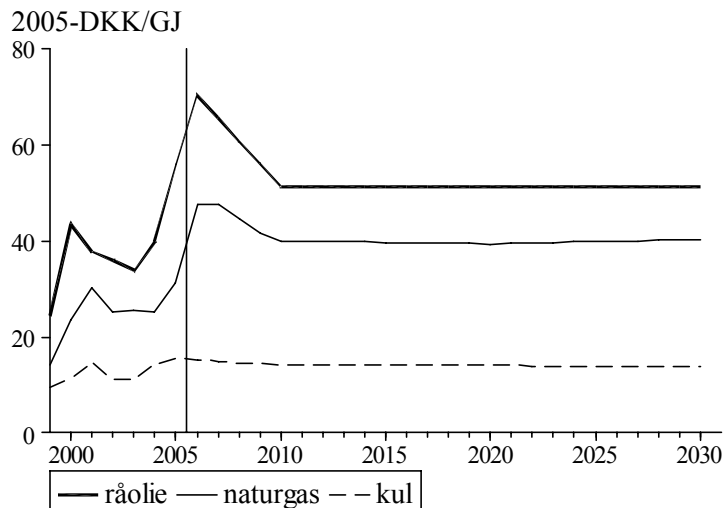
Tabel 2.2 Brændselsprisforudsætninger

	2010	2030
Råolie, 2005-USD/tønne	50	50
Kul, 2005-USD/ton	60	58
Naturgas, Europa 2005-USD/MBtu	7,1	7,2

Det er antaget at der over en 4-årig periode sker en tilpasning fra prisniveauet medio 2006 til disse priser således som det fremgår af figur 2.1. Efter denne tilpasningsperiode regnes der med konstante priser således som det fremgår af figuren.

Til brug for energifremskrivningen omregnes priserne ovenfor til danske kroner med en dollarkurs på 6,0.

Figur 2.1 Råolie-, naturgas- og kulprisfremskrivning i danske kroner



IEA betoner prisforudsætningernes usikkerhed. Den fremtidige globale vækst er usikker, de fremtidige reserver og felternes udvindingsomkostninger er usikre, der kan ske uforudsete teknologiske gennembrud, og den fremtidige energi- og klimapolitik kendes ikke.

Priser på vedvarende energi

Historisk ses der ingen tætte bånd mellem de danske priser på VE og priserne på fossile brændsler. Derfor er priserne antaget konstante i faste priser i hele fremskrivningsperioden – dvs. de følger den danske inflation.

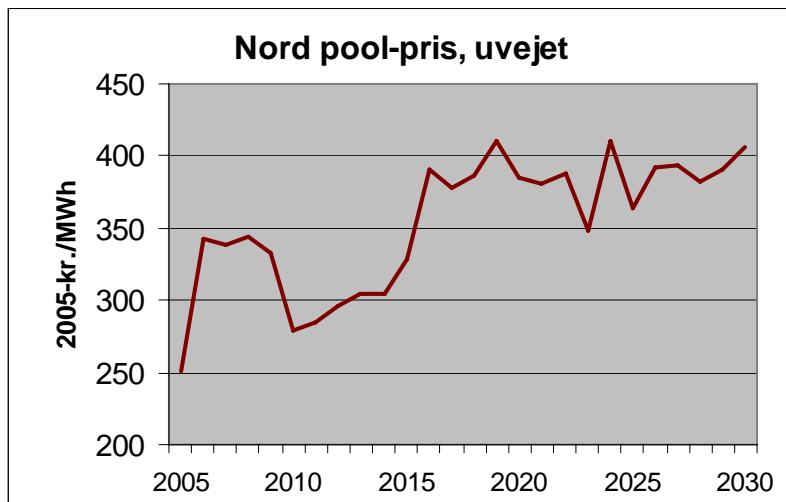
CO₂-kvoter

Der er forudsat en kvotepris på 150 kr./ton (2005-priser) i alle år fra 2005 og frem.

El

Prisen på markedsel fastsættes næsten ligesom olie, kul og gas på de internationale markeder, og er kun i nogen grad relateret til danske produktionsomkostninger. Antagelsen om den fremtidige elpris stammer fra beregninger med Energistyrelsens model for det nordiske elmarked, Ramses. På baggrund af de ovenstående brændselspriser, CO₂-kvotepriser og en række antagelser om den fremtidige kapacitetsudbygning giver modellen et bud. Resultatet er, at elprisen i de næste ca. 5 år ventes at stige fra 25 øre/kWh i 2005 til knap 35 øre/kWh i 2006. Her holder den sig til 2010, hvor et stort nyt finsk kernekraftværk ventes sat i drift, og prisen falder til 28 øre/kWh. Herefter falder overskudskapaciteten gradvist, hvorfor prisen stiger til ca. knap 40 øre/kWh i 2016, og her holder den sig, fordi de langsigtede produktionsomkostninger for nye værker ligger heromkring.

Figur 2.2 Elprisen på det nordiske marked



Priser for forbrugerne

Til de ovennævnte ressourcepriser kommer for forbrugerne yderligere omkostninger til transport, raffinering, distribution, afgifter m.m. Disse varierer meget for de forskellige typer af brændsler, typer af forbrugere og anvendelser. De beskrives nærmere i forbindelse med dokumentationen af de enkelte dele af fremskrivningen. Det samme gælder prisen på fjernvarme.

Forudsætninger for det endelige energiforbrug excl. transport

Fremskrivningen af det endelige energiforbrug er baseret på de forudsætninger om udviklingen i ressourcepriserne og den økonomiske vækst, som er beskrevet ovenfor. Her beskrives nærmere de forudsætninger, der er lagt ind i fremskrivningen af det endelige energiforbrug. Fremskrivning er – bortset fra transporten – dannet med den makroøkonomiske model EMMA., men der er anvendt input fra Energistyrelsens Varmemodul Bolig. I tidligere fremskrivninger blev der anvendt tekniske modeller for husholdningerne. Valget af EMMA skyldes primært, at EMMA nu er blevet forbedret på husholdningssiden, men også at makroøkonomiske modeller er mere velegnede til at beskrive udviklingen på langt sigt (her ca. 25 år) end de tekniske modeller, som fx har svært ved at forudsige ny apparatyper. Energistyrelsens forrige fremskrivninger havde en noget kortere tidshorisont.

Priser og afgifter

Priserne på energi for erhverv og husholdninger er som udgangspunkt baseret på de tidligere omtalte ressourcepriser, idet det her er antaget, at koblingen fra gasprisen til olieprisen sker med et halvt års forsinkelse.

Prisen på el for forbrugerne afspejler ikke blot udviklingen på markedet, men også støtte til VE-baseret el. Prisen beregnes ved at multiplicere produktionen fra forskellige typer af elproducenter med et skøn for den fremtidige afregningspris for dermed at finde den samlede omkostning, som derefter divideres med elforbruget. Der er således taget højde for en stigende andel af vindproduktion, faldende afregning for vindbaseret el og decentral kraftvarme og stigende priser på den el, som afsættes på markedsvilkår. Det er ligesom for afgifterne antaget, at tilskudssatserne prisreguleres fra 2010 og frem.

Fjernvarmeprisen er sat til at følge priserne på kul, olie og gas med et gennemslag på hhv. 4 pct., 2 pct. og 5 pct. – resten antages at være brændselsafhængige omkostninger, som blot følger den almindelige inflation. Dog antages 35 % af prisen at dække afgifter på brændsler, som holdes fast nominelt indtil 2010 – derefter reguleres de med inflation. Denne sidste fremgangsmåde anvendes også i Finansredegørelse 2004.

I Tabel 2.4 er de resulterende priser før afgifter vist.

Tabel 2.4 Udviklingen i energipriserne i DKK ekskl. afgifter, deflateret

Årlig vækst i pct.	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2010-2020	2020-2030
Råolie	18	39	25	-7	-7	-7	-8	0,0	0,0
Naturgas, forbruger	6	30	31	-7	-7	-7	-8	-0,4	0,0
Kul	29	7	-15	-2	-2	-2	-2	-0,1	-0,1
El, Nord Pool	-18	11	36	-1	2	-3	-16	3,5	0,8
El, forbruger	-7	1	6	-2	-0	-2	-4	1,6	1,0
Fjernvarme	1	2	-2	-1	-1	-1	-1	0,0	0,0

Avancer og andre tillæg til de rå priser antages at være uændrede realt. Generelt er der tale om fald i de reale energipriser fra 2005 frem til 2010, og efterfølgende indtræder der en svag stigning for olie, kul og gas. Prisen på el svinger noget, mens prisen på fjernvarme pga. det begrænsede indhold af brændselsomkostninger ligger meget stabilt.

Energiafgifterne er som udgangspunkt fremskrevet nominelt uændret ift. det effektive niveau i 2002 frem til 2010. Det betyder, at inflationen i et vist omfang udhuler de reale afgifter frem til 2010. Det har størst betydning for husholdningerne, som betaler de største afgifter. Efter 2010 er der som i FR04 indlagt en regulering af alle afgiftssatserne. De er reguleret med deflatoren for bruttoværditilvæksten i FR04. Endeligt er der indlagt mindre reduktioner i de effektive afgifter for de kvoteomfattede virksomheder, og elafgiften er fra 2006 sænket med i gennemsnit 0,3 øre/kWh i overensstemmelse med finansloven for 2006.

Teknologisk udvikling

Ved denne fremskrivning er skønnet for de fremtidige rent teknologisk begrundede energieffektivitetsforbedringer baseret på statistiske analyser af udviklingen i 1980'erne og 1990'erne. EMMA's modelligninger er udgangspunkt for skøn over den historiske udvikling, som ikke kan forklares af økonomisk aktivitet og de relative energipriser, og denne forlænges så i fremskrivningsperioden.

De statistiske analyser er udført af Forskningscenter Risø i dialog med ENS, og de anvendes også ved de systemansvarliges elprognoser, som udarbejdes af Risø. Undtagelsen er varme i

husholdninger, som de systemansvarlige ikke anvender – her er derfor anvendt en trendfremskrivning på 0,4 % p.a. dannet i Energistyrelsen. Generelt er trendvæksten større end ved sidste fremskrivning, hvilket bidrager til en lidt lavere vækst i energiforbruget i den nye fremskrivning. Der foreligger et arbejdspapir, der beskriver de nye trende og sammenligner dem med de gamle.

Tabel 2.5 Trendvækstrater

Sektor	El	Øvrig energi	El og øvrig, sammenvejet*
Landbrug	-0,5	0,5	0,29
Næringsmiddelindustri	-1,0	0,0	-0,24
Nydelsesmiddelindustri	-2,0	0,5	0,04
Leverandører til byggeri	0,0	0,5	0,44
Jern- og metalindustri	1,5	2,0	1,77
Transportmiddelindustri	1,0	0,0	0,44
Kemisk industri	2,0	2,0	2,00
Anden fremstilling	-2,0	0,0	-0,64
Bygge- og anlæg	0,0	0,0	0,00
Handel	1,0	2,0	1,50
Finansiell virksomhed	1,0	2,0	1,57
Anden privat service	0,0	1,5	0,86
Offentlig service	0,0	2,0	1,18
Erhverv i alt *	0,24	0,90	0,69
Fremstilling *	0,26	0,65	0,54
Privat service *	0,57	1,75	1,20
Husholdninger	1,75	0,40	0,70
Erhverv og husholdninger *	0,74	0,68	0,69

* Sammenvejet med energiforbruget i 2000 jf. energistatistikken

Kilde: RISØ: *Fremskrivning af EMMA's effektivitetsvækstrater*, 29/6 2004

Trendene i tabel 2.5 skal fortolkes som de årlige procentvise fald i energiforbruget, der ville finde sted, hvis intet andet ændrede sig. Fx vil elforbruget i handelserhvervet falde med 1 procent årligt, hvis energipriserne blot fulgte inflationen og aktiviteten i erhvervet ikke ændrede sig. En negativ trend i el (som fx i fødevarerindustrien) betyder, at forbruget alt andet lige vil stige. Det skal ikke nødvendigvis fortolkes som tekniske tilbageskridt, men er ofte udtryk for, at el fortrænger andet energiforbrug af tekniske grunde.

Brændselsfordelingen i erhverv er bevaret fra de forrige fremskrivninger. Heri ligger en meget begrænset overgang fra olie og kul til gas og fjernvarme frem til 2012. Udviklingen i fordeling af husholdningernes varmeforbrug på brændsler er overtaget uændret fra en fremskrivning med Varmemodul Bolig. Heri er det antaget, at de nye boliger på lidt længere sigt forsynes med 22 % fjernvarme, 52 % med el (heraf de 40 el til varmepumper), 13 % med naturgas, 8 % med VE og 5 % med olie. For de eksisterende boliger er der kun regnet med en

meget begrænset overgang fra olie til gas og stort set ingen yderligere konvertering til fjernvarme.

Udviklingen i varmeforbruget både i husholdninger og erhverv er sat til at afspejle den **globale opvarmning**. Der medfører, at graddagetallet falder med ca. 8 hvert år svarende til et fald i opvarmningsbehovet på ca. 0,25 pct. årligt. Der er ikke i denne omgang regnet med en effekt af den globale opvarmning på elforbrug til køling.

Effekten af tidligere initiativer m.v.

Foruden de generelle antagelser om økonomi, priser og teknisk udvikling er der i fremskrivningen indlagt effekter af en række initiativer mv., der er vedtaget, men stadig er under indfasning, eller tidligere initiativer, der er besluttet afskaffet. De indregnede initiativer og andre konkrete forudsætninger, er:

- CO₂-kvoter for industri
- Fjernelse af CO₂-afgift for kvoteomfattede virksomheder
- Tilskud til erhverv ifm. CO₂-afgifter (ordningen ophørt)
- Gårdbiogasudvikling
- Dansteels og Danscan Metals ændrede aktivitet ift. 2003
- Aftaler i forbindelse med CO₂-afgifter
- Dansk implementering af det nye bygningsdirektiv
- Energispareaftalen af 10. juni 2005

CO₂-kvoter for industri

Kvoterne er indlagt ved teknisk set at indføre en CO₂-afgift på 150 kr./ton i hele perioden 2005-2030. Afgiften er pålagt de direkte energirelaterede CO₂-emissioner for de kvoteomfattede virksomheder under den ordning, der træder i kraft 2005. Det er således antaget, at kvoteordningen ikke udvides udover den tilvækst, der fremkommer af den bagvedliggende økonomiske vækst i brancherne. Ca. 4 mio. ton energirelateret CO₂ er omfattet af denne ”afgift”, og den er fordelt på brændsler og erhverv vha. oplysninger om de enkelte omfattede virksomheders energiforbrug i 2002. Olieraffinaderierne er ikke omfattet af disse beregninger, da der ikke er estimeret prisfølsomhed for disse. Det antages, at det alene er de marginale brændselsomkostninger, der påvirker adfærden i virksomhederne.

Kvotepriiserne er i 2005-priser og reguleres med den generelle BVT-deflator i fremskrivningen. Kvoterne omfatter ikke forbrug af el og fjernvarme.

Når effekten af kvotepriisen er slået fuldt igennem i 2010, ventes den samlede virkning at blive en reduktion af energiforbruget på ca. 1760 TJ eller knap 2 % af det samlede energiforbrug i fremstillingserhvervene. Heraf er ca. 370 TJ gas, 250 TJ kul, 670 TJ olie, 300 TJ biobrændsler, 20 TJ fjernvarme og 150 el. Efter 2010 øges den samlede effekt en anelse til ca. 2300 TJ i 2030.

De ovennævnte effekter er de direkte effekter af kvoterne. Dertil kommer en indirekte effekt via en stigning i den nordiske elpris. Denne stigning er indeholdt i elprisfremskrivningen i

tabel 4. Disse to effekter modereres dog en anelse grundet fjernelsen af CO₂-afgiften for de berørte virksomheder jf. nedenfor.

Fjernelse af CO₂-afgifter for procesenergi i kvoteomfattede virksomheder.

Indlæggelsen af afgiftsfjernelsen er baseret på et skøn for provenutabet på 30 mio. kr. fra 2005 og frem, jf. lovforslaget. Denne lempelse er fordelt på sektorer og brændsler efter procesenergiforbruget i de kvoteomfattede virksomheder i 2002 og med hensyntagen til de eksisterende aftaler. Da mange af virksomhederne har tungt procesforbrug og aftaler, er den effektive afgift i mange tilfælde ofte nede på 3 kr. pr. ton CO₂, og derfor er virkningerne af afgiftsfjernelsen begrænsede. Efter fuld effekt (efter ca. 5 år) øges energiforbruget ved afgiftsfjernelsen isoleret med ca. 45 TJ. Afgiftsfritagelsen er endnu ikke godkendt af EU.

Tilskud til erhverv i forbindelse med CO₂-afgifter

Det drejer sig om to ordninger, som nu begge er bortfaldet: CO₂-tilbageføring 1996-2001 (tilskud på i alt 1,8 mia. kr.) og ekstra 175 mio. kr. årligt til industrien 2000-2001. Generelt er der tale om positive effekter på energiforbruget (negative besparelser) på længere sigt. Det skyldes, at ordningerne er ophørt, og effekten om mange år vil være næsten helt væk. Da udgangspunktet for fremskrivningen er de observerede energiintensiteter i 2003, som må forudsættes at være sænket som følge af tilskuddene, giver det et stort positivt bidrag til energiforbruget på langt sigt. I 2010 er der tale om i alt ca. 1400 TJ, heraf 220 TJ i gartneri og landbrug, 12 TJ i byggeri, 740 TJ i industri og 425 TJ i handel og service. Effekten tiltager med tiden og når ca. 4600 TJ i 2030. Effekten er størst på faste brændsler, olieprodukter og el.

Biogas

Der forventes en stigning i biogas generelt. Udviklingen antages at medføre et skift fra gasolie til biogas også i noget af det endelige energiforbrug. Det drejer sig om gårdbiogas, renseanlæg, industribiogas og nogle af lossepladsanlæggene. Den øvrige udvikling i biogas vedrører anlæg koblet til den kollektive varmforsyning, og de behandles i Ramses. I 2010 ventes et forøget forbrug af biogas til varme på 22 TJ i forhold til 2003 og en reduktion af gasolieforbruget på 56 TJ. Heraf er ca. halvdelen i gårdbiogas, en fjerdedel i fødevarerindustri og en fjerdedel på lossepladser og rensningsanlæg.

Dansteels og Danscan Metals ændrede aktivitet

På basis af oplysning om produktionsændringer på de to værker, ventes en permanent forøgelse af naturgasforbruget på knap 280 TJ i forhold til niveauet i 2003. Endvidere er elforbruget er antaget temporært højt i 2005 (ca. 250 TJ).

Aftaler

I kraft af CO₂-kvoteordningen reduceres aftalernes betydning noget i fremtiden, men ordningen forudsættes opretholdt for virksomheder uden for kvoteordningen og for el, som ikke er omfattet af kvoterne. Da aftalerne fortsætter har kørt nogle år og nu fortsætter på et lavere niveau, bliver der med en antages levetid på 15 år tale om et lille negativt bidrag til energiforbruget i forhold til 2003 i de nærmeste år, men et lille positivt bidrag på længere sigt. I 2010 ventes energiforbruget i landbrug og industri reduceret med ca. 540 TJ i forhold til

2003-niveauet, heraf 10 % i landbruget. På længere sigt ventes et lille positivt bidrag på 140 TJ.

Implementering af det nye bygningsdirektiv

EU's nye bygningsdirektiv implementeres i Danmark ved et nyt bygningsreglement, som ventes at reducere det årlige energiforbrug til varme og varmt vand i nye bygninger med 25-30 %. Det svarer til en reduktion i nye boliger fra ca. 400 MJ/m² til ca. 300 MJ/m² i 2006 og fra ca. 300 MJ/m² til ca. 200 MJ/m² i 2030. I 2030 medfører dette en reduktion af boligsektorens samlede energiforbrug til varme på godt 2 % eller ca. 3,4 PJ. Omkring 1/3 af effekten falder på fjernvarme, 1/3 på el (både elvarme og varmepumper) og det meste af resten på naturgas. Det afspejler antagelser om opvarmningsformen på ny boliger. Der er ikke foretaget beregninger af effekten uden for boligsektoren.

Energispareaftalen af 10. juni 2005

Fra 2006 til 2013 spares der hvert år 7,5 PJ. Heraf indgår 1,3 PJ allerede i fremskrivningen. Det betyder, at basisfremskrivningen årligt reduceres med 6,2 PJ og de akkumulerer over perioden (I 2006 er der dog kun regner med halv effekt). Det medfører et endeligt energiforbrug excl. transport i 2013 på 418 PJ.

Efter 2013 er det valgt at anvende en grov *beregningsforudsætning* om, at det endelige energiforbrug fra 2013 frem til 2030 fastholdes uændret på 418 PJ. Det svarer til at der i perioden efter 2013 i gennemsnit skal gennemføres ca. 5,45 PJ årlige nye energibesparelser med de ændrede forudsætninger om besparelsernes levetider. Disse basisforudsætninger betyder, at de samlede besparelser øges fra ca. 29 PJ i 2010 til ca. 85 PJ i 2030.

Besparelsernes fordeling på sektorer og brændsler er beskrevet andetsteds. De er i praksis nogenlunde jævnt fordelt. Dog bærer den offentlige sektor en relativ stor byrde.

Den samlede effekt af forudsætningerne om korrektion for tidligere initiativer mv.

CO₂-kvoterne og især bygningsdirektivet har relativt stor reducerende effekt på energiforbruget. Da udgangspunktet for fremskrivningen er det observerede energiforbrug i 2003, som er påvirket af de eksisterende virkemidler, er det kun *ændringer* i forhold til den skønnede effekt i 2003, der indlægges i fremskrivningen. For nye initiativer er effekten i 2003 naturligvis nul, hvorfor det er den fulde effekt, der er indlagt. Ændringen i effekterne fremgår af tabel 2.6:

Tabel 2.6 Effekt af tidligere initiativer og andet i fremskrivningen ift. effekten i 2003

TJ	2010	2020	2030
CO ₂ -kvoter	-1765	-2172	-2297
Fjernelse af CO ₂ -afgift på kvotebelagt industri	45	44	37
Aftaleordningen	-541	140	141
Afskaffet tilskud i forbindelse med CO ₂ -afgift	1397	3568	4573
Biogas	-32	-33	-33
Stålværkerne i Frederiksværk	279	277	275
Bygningsdirektiv, boliger	-1974	-3004	-3329
Besparelser	-29 071	-64189	-84789
I alt	-31662	-65369	-85422

Anm.: Effekterne er opgjort i forhold til den skønnede effekt i 2003. Det er således ændringer i initiativernes virkning i forhold til det statistikdækkede år 2003, der er anført. Når effekten af aftaleordningen fx bliver positiv i 2020, betyder det blot, at den reducerende effekt af aftalerne på energiforbruget da er mindre end i 2003.

Transport

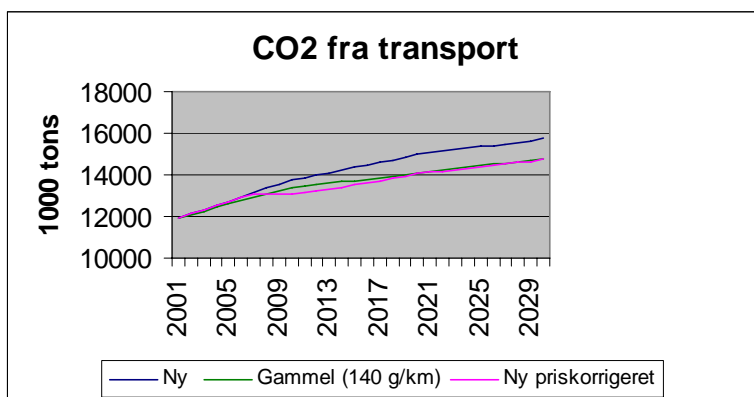
Udgangspunktet for fremskrivningen af transportens energiforbrug er en fremskrivning af trafikarbejdet fra Vejdirektoratet (VD) 2002. For vejtransportens vedkommende er beregninger baseret på antagelser om bilkøb, levetider, årgangsspecifik energieffektivitet og årskørsler. For personbilerne var der regnet med, at EU's mål om, at nye personbiler kun må udlede 140 g CO₂/km var effektiv fra 2008 og frem. I 2006 er fremskrivningen dog af VD blevet justeret på dette punkt. Nu regnes der på basis af den seneste udvikling med 165 g CO₂/km, men let faldende i fremtiden. Bortset fra personbiler er der ikke sket ændringer i VD's fremskrivning fra 2002. Den er dokumenteret i *Vejsektorens emissioner, Dokumentationsnotat, Vejdirektoratet, november 2002*. De nye tal fra VD viser et noget højere niveau end før.

På en række mindre delsektorer har Energistyrelsen stået for transportfremskrivningen. Det drejer sig om luftfart (efter forslag fra Transport- og Energiministeriets departement), el til jernbaner, forsvarets transport og skøn for grænsehandelen med brændstoffer (med input fra Skatteministeriet).

Selvom energipriserne ikke indgår eksplicit i Vejdirektoratets fremskrivning, er den opstillet med udgangspunkt i en verden med benzin- og dieselpriiser svarende til en råoliepris på ca. 25 \$/tønde. Derfor har Energistyrelsen efterfølgende skønnet over effekten af de nu højere brændstofpriser ved at anvende EMMA's transportmodul under antagelse af, at olieprisen som for de øvrige sektorer bliver 50 \$/tønde. For personbiler er priselasticiteten i EMMA ca. -0,4. I erhvervene er den noget mindre – typisk -0,1 – -0,2. For luftfart er EMMA's priselasticitet -0,14. Denne priskorrektion giver et noget lavere niveau for energiforbruget især for personbiler, hvor priselasticiteten er høj.

I figur 2.3 er CO₂-udledningen fra transportsektoren vist med og uden priskorrektion. Niveauet adskiller sig ikke væsentligt fra det gamle bortset fra, at det er lidt lavere i perioden fra ca. 2010 til ca. 2020.

Figur 2.3 CO₂-udledningen fra transport



Resulterende, endeligt energiforbrug

Fremskrivningen er i Emma foretaget med udgangspunkt i energistatistikken for 2003. Det antages, at energiforbruget med uændrede priser, uændret økonomisk aktivitet, uden tekniske fremskridt, uændret klima og uden ændringer i initiativer forbliver på dette niveau. Alle ændringer i forhold til 2003 kan derfor tilskrives disse fem faktorer.

Der forventes i basisfremskrivningen omtrent uændret energiforbrug i en del sektorer jf. tabel 2.7. Dog ventes fald i husholdninger og stigninger i transport og fremstillingserhverv jf. figur 2.4. Den beskrevne udvikling skal bl.a. ses på baggrund af, at der er tale om en fremskrivning med den ret store effekt af de nye energispareinitiativer. Væksten i det samlede endelige energiforbrug frem til 2030 er ca. 0,2 % i årligt.

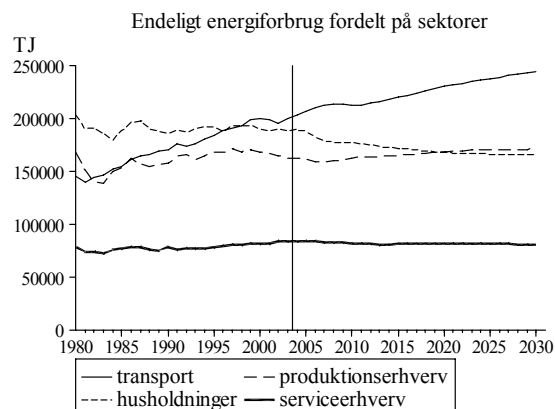
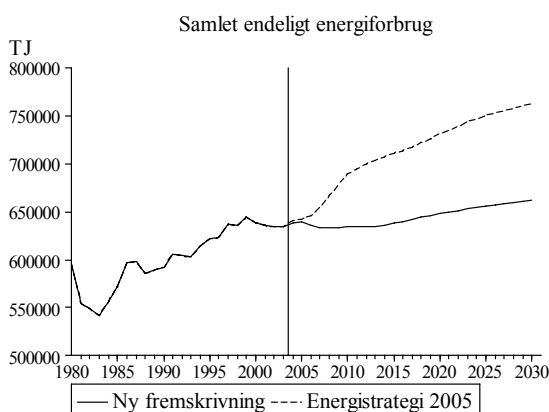
Tabel 2.7 Endeligt energiforbrug fordelt på sektorer og brændsler

PJ	2003	2010	2020	2025	2030	PJ	2003	2010	2020	2025	2030
Landbrug m.m.	39,8	39,2	38,7	38,6	38,8	EI	116,9	118,2	128,1	130,8	131,8
Byggeri	7,9	8,6	9,2	9,5	9,9	Øvrige brændsler	517,9	516,0	520,4	524,9	530,8
Fremstilling	115,0	115,0	120,6	122,2	122,3	Flydende	288,5	289,6	302,1	308,1	314,8
Privat service	58,6	60,6	62,3	62,4	61,7	Faste	8,9	8,8	10,1	10,6	10,9
Offentlig service	25,2	21,6	19,4	19,1	19,1	Gas	76,6	74,6	67,7	66,2	65,5
Husholdninger	188,6	177,1	167,9	166,2	166,2	Fjernvarme	108,4	104,8	97,5	95,0	92,7
Transport	199,7	212,0	230,5	237,7	244,6	VE	35,4	38,2	43,0	45,1	46,8
I alt	634,8	634,1	648,5	655,7	662,5	I alt	634,8	634,1	648,5	655,7	662,5

Anm: 2003-tal stammer fra Energistatistik 2003, ekskl. ikke-energiformål, klimakorrigeret

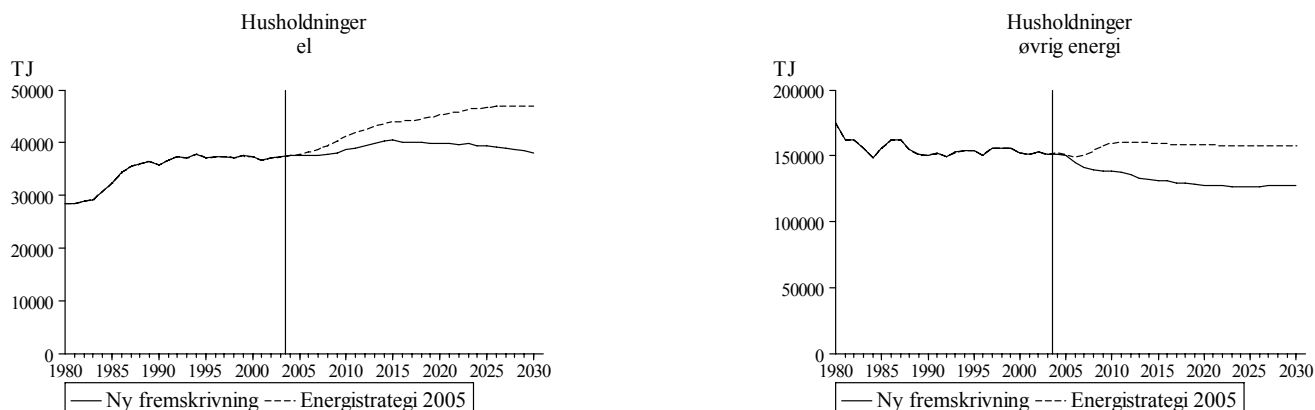
Det samlede endelige energiforbrug ligger i denne fremskrivning på grund af besparelsesforliget af 10. juni 2005 langt under niveauet i fremskrivningen til energistrategien fra juni 2005 (uden besparelser). Dertil bidrager også, at skønnene for de fremtidige energipriser er opjusteret. Generelt er der nu på trods af antagelserne om en forøget økonomisk vækst tale om en fortsættelse af den historiske udvikling i energiforbruget.

Figur 2.4 Endeligt energiforbrug



Husholdninger

Figur 2.5 Energiforbrug i husholdninger



Energiforbruget ventes at falde kraftigt, og det er en stor ændring i forhold til DK2025 uden besparelser. Her er det nye skøn for den fremtidige vækst på ca. -0,6 % p.a. frem til 2020. Derefter stiger væksten til ca. -0,1 % p.a.. Den historiske vækst 1980-2003 lå på ca. 1,1 % p.a., men højere frem til 1993 og nærmest nul derefter. Figur 2.5 illustrerer udviklingen fordelt på el og øvrig energi.

Det er primært den kraftige vækst i det private forbrug, der trækker elforbruget i husholdningerne op i begyndelsen af fremskrivningsperioden. Væksten i privatforbruget er på ca. 2,1 % p.a. i fremskrivningsperioden dog næsten 3 % frem mod 2010 faldende til ca. 1,5 % i 2020. Det skal holdes op mod 1,3 % p.a. i perioden 1980-2003.

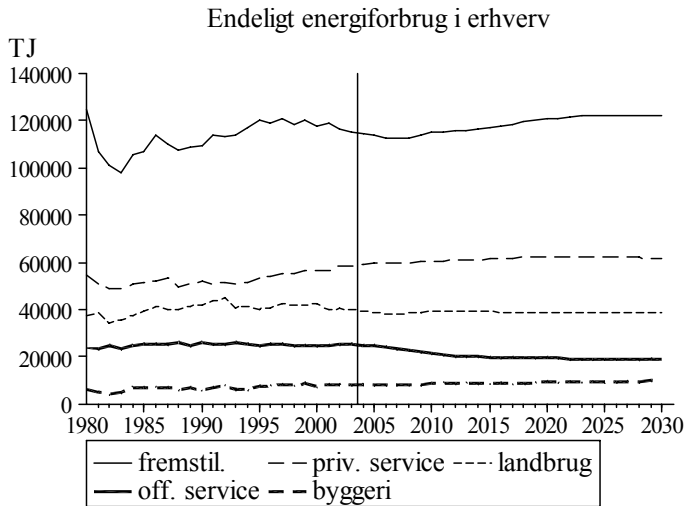
For øvrig energi (primært **varme**) i husholdninger skyldes skiftet fra det relativt konstante forbrug siden 1980 og til et årligt fald på ca. 0,8 % frem til 2020 primært den øgede besparelsesindsats. Herefter bliver forbruget omtrent konstant.

Nedenfor i afsnittet om energiintensiteter er udviklingen i energiintensiteten for husholdningerne (energiforbruget divideret med det samlede private forbrug i faste priser) vist i figur 2.7, og den udviser en jævn faldende tendens både historisk, men især i fremtiden. Den forøgede økonomiske vækst opvejes altså rigeligt af de nye besparelser.

Erhverv

Den gennemsnitlige vækst i erhvervenes energiforbrug 2003-2030 er 0,1 % i fremskrivningen. Elforbruget stiger noget kraftigere, og der er et svagt fald i øvrig energi. Væksten er højest i byggeri (0,9 %), men -0,9 % i offentlig service og -0,1 i landbrug. I de øvrige erhverv ligger væksten tæt på 0,2 %. Udviklingen er illustreret i figur 2.6.

Figur 2.6 Energiforbrug i erhverv

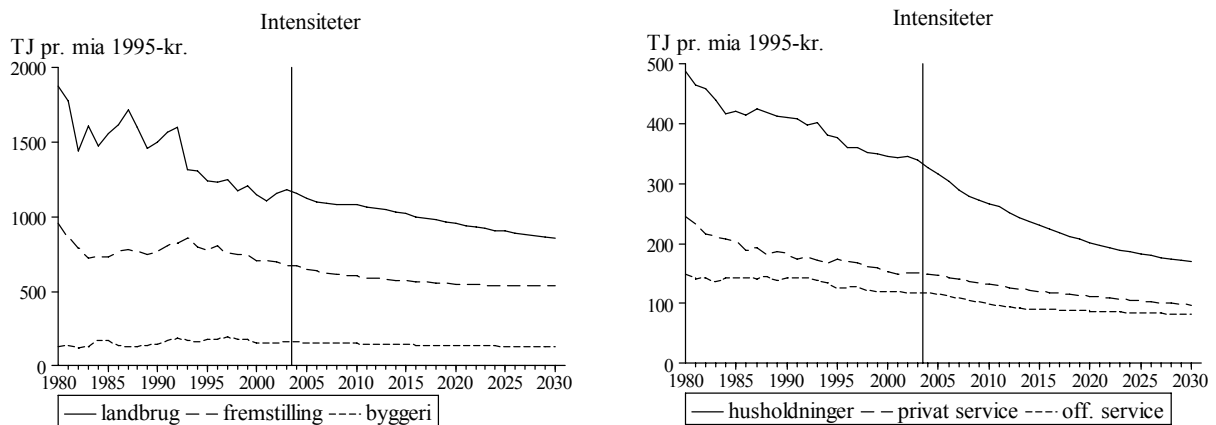


På trods af, at den økonomiske vækst er lidt større i private serviceerhverv end i de varefremstillende erhverv, betyder antagelsen om betydeligt større tekniske fremskridt, at væksten i energiforbruget i privat service er på samme niveau. Bortset fra den offentlige sektor er der omtrentligt tale om en fortsættelse af den historiske udvikling.

Energiintensiteter

Generelt er det forventede fald i energiintensiteterne på niveau med den historiske udvikling, men det er kun i kraft af den forventede effekt af de nye energispareaktiviteter. Nedenfor følger figur 2.7 med energiintensiteterne (energiforbruget divideret med produktionsværdien i faste priser – for husholdningerne dog det private forbrug i faste priser). Her fremgår det tydeligere, at der generelt ikke er opsigtsvækkende brud omkring 2003 – med husholdningerne som mulig undtagelse..

Figur 2.7 Energiintensiteter

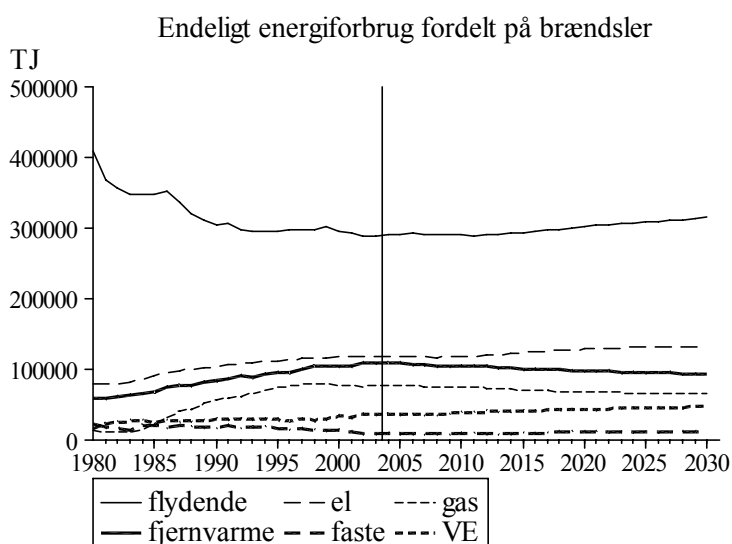


Fordeling på brændsler

Energiforbrugets fordeling på brændsler i den samlede fremskrivning følger udviklingen i de enkelte sektorer kombineret med forudsætningerne om brændselsfordelingen i de enkelte sektorer. Udviklingen ses i figur 2.8.

Som nævnt betyder den kraftige vækst i den oliebaserede transport, at der forventes en stigning i olieforbruget på 0,3 % i gennemsnit til 2030. El forventes ligeledes at få en vækst på 0,5 %. Forbruget af fjernvarme og naturgas ventes at falde med 0,5 % p.a. som følge af det faldende opvarmningsbehov i boligerne. Det skyldes, at både nye og eksisterende boliger ventes bedre isoleret. Der ventes til gengæld en pæn vækst i den vedvarende energi på 1,2 % p.a. primært grundet den stigende udbredelse af varmepumper i husholdningerne.

Figur 2.8 Energiforbrug på brændsler



Kapitel 3

Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktionen 2005-2025.

Dette kapitel bilag indeholder en teknisk beskrivelse af en basisfremskrivning udarbejdet september 2006 på simuleringsmodellen, Ramses. Fremskrivningen er anvendt dels i forbindelse med kvoteallokeringsplanen for perioden 2008-12 dels i regeringens energistrategi.

Kapitlet består af to dele. Del 1 indeholder en beskrivelse af forudsætningerne, og del 2 indeholder en gennemgang af resultaterne.

3.1. Forudsætninger.

3.1.1 Filosofi bag basisfremskrivningen.

Filosofien i basisfremskrivningen er ”fugle i hånden” eller ”business-as-usual”. Dvs. basisfremskrivningen skal illustrere, hvad der forventeligt vil ske frem til 2025, når gældende regler og sikre beslutninger samt markedsmæssige investeringsovervejelser – og kun disse – lægges til grund. Efter ca. 2010 er der behov for at gøre antagelser om f.eks. kraftværksudbygning, skrotningstidspunkter m.m., som ikke er omfattet af sikre beslutninger m.m. Ligeledes er det nødvendigt at gøre antagelser om, hvad man gør i nabolandene på kort og lidt længere sigt. Disse antagelser baseres på samme ”fugle i hånden” filosofi. Alt andet lige er kendskabet til data, regler og beslutninger i Danmark større end kendskabet til de tilsvarende oplysninger for øvrige nordiske lande. Der må derfor forventes større usikkerhed på antagelserne, der vedrører Norge, Sverige og Finland.

Beregningerne af basisfremskrivningen er foretaget på Ramses⁶, der er en timesimuleringsmodel for et antal samkørende elområder med tilknyttede fjernvarmeområder. Modellen simulerer (Nordpool-)markedets lastfordeling af de enkelte anlæg og beregner elpris, elproduktion, varmeproduktion m.v. time for time. Disse benyttes til at beregne bl.a. brændselsforbrug, emissioner og cashflow for enkeltanlæg og samlet. Modellen er nærmere beskrevet i ref. 75.

3.1.2 Geografisk dækning og opløsning.

Til brug for basisfremskrivningen er opstillet et datasæt for hele Norden³. Der opereres med 5 elområder: Eltra, Elkraft⁴, Norge, Sverige og Finland. Sverige regnes som ét elområde, dvs. ”Snit 4” er ikke repræsenteret. Sverige er i Norpool-sammenhæng ét elområde i dag, men Svenska Kraftnät opererer internt i Sverige med ”modkøb”, der iværksættes, når interne flaskehalse opstår, f.eks. over ”Snit 4”.

Der regnes med 34 fjernvarmeområder. Danmark beskrives ved 31 fjernvarmeområder (herunder to ”restområder”), mens Norge, Sverige og Finland hver beskrives ved ét samlet fjernvarmeområde. Dette er en stærk forenkling i forhold til virkeligheden. Men da data for

³ Med undtagelse af Island.

⁴ Betegnelsen ”Eltra” er generelt benyttet om Danmark Vest (Jylland/Fyn), og betegnelsen ”Elkraft” er benyttet om Danmark Øst (Sjælland/Lolland/Falster/Bornholm). Betegnelserne er af modeltekniske årsager bibeholdt i denne fremskrivning, selvom Eltra og Elkraft i dag er afløst af Energinet.dk

Norge, Sverige og Finland primært skal bruges til at producere en elpris, er forenklingen antagelig af mindre betydning.

3.1.3 Brændselspriser.

Basisdatasættet til Ramses6 opererer p.t. med 12 grundbrændsler⁵. Prisen for grundbrændslerne uden afgifter ses i figur 1 og tabel 1 nedenfor⁶. Der kan knyttes en række kommentarer til brændselsprisfremskrivningen:

- Kulprisen, gasprisen og råolieprisen er (jf. tidligere) baseret på en justering af, *World Energy Outlook 2005*.
- Kulprisen an kraftværk er tillagt et transport- og håndteringstillæg på 0,5 kr/GJ. Naturgasprisen an kraftværk er tillagt et transporttillæg på 2,9 kr/GJ.
- Gasprisen antages at være gældende for store kraftværker⁷. For finske gaskraftværker antages prisen at være den samme som i Danmark, mens norske kraftværker antages at kunne købe gassen 10 % billigere⁸. Svenske kraftværker antages at købe gassen 10 % dyrere på grund af manglende gas-infrastruktur. For decentrale værker bruges gasprisen til store kraftværker multipliceret med faktoren 1,36⁹. Det giver den såkaldte storkundetarif, som betales af decentrale værker for gas anvendt til elproduktion. For gas anvendt til varme kommer afgifter oveni.
- Prisen for orimulsion an kraftværk antages at være 92 % af kulprisen. Orimulsion har været anvendt på Asnæsværket men anvendes p.t. ikke, så denne pris er uden betydning for beregningerne.
- Prisen for tørv er baseret på prisforudsætningerne i Balmørel. Tørv er ifølge Balmørel lidt billigere end kul. Dette er i overensstemmelse med ref. 16.
- Prisen for affald er beregnet ud fra en modtageafgift (tipafgift) på 600 kr/ton, en statsafgift ved forbrænding på 330 kr/ton, en betaling til vognmand på 100 kr/ton og en brændværdi på 10 GJ/ton. Nettoprisen for affald som brændsel bliver dermed negativ.
- Prisen for biogas er sat til nul. For visse typer af råstof modtager biogasanlægget penge ved modtagelsen, mens enkelte andre typer af råstof koster penge. Det antages, at indtægterne ved modtagelse af råstof (gylle m.m.) opvejes af brændselshåndteringsomkostningerne.
- Prisen for uran er udledt af ref. 67 ved baglænsregning fra produktionsomkostningerne. Prisen er fremskrevet fra 1996-priser til 2002 og baseret på finske data. Balmørels (nye) uran-pris angives til ca. 2,2 kr/GJ, dvs. ca. det halve (ref. 59). Uranprisen har dog ikke den store betydning for beregningerne, idet kernekraftværkerne kun sjældent sætter elprisen.
- Prisen for energiafgrøder er antaget at ligge 10 kr/GJ over prisen for træ. Energiafgrøder anvendes ikke i basisfremskrivningen, så denne pris er uden betydning for beregningerne.

⁵ Det enkelte anlægs brændselstype specificeres ved at angive, hvor mange procent af hvert grundbrændsel, som anvendes. Et brændselsmix kan f.eks. være 95% kul og 5% fuelolie.

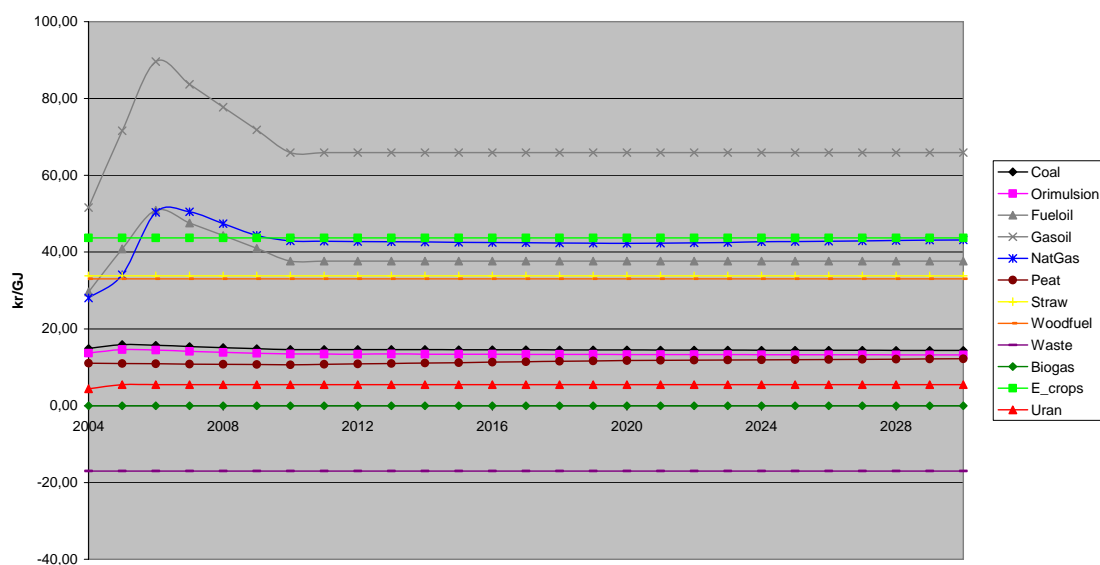
⁶ Det er muligt at specificere, at brændselskøb til bestemte anlæg sker til en anden pris end dem, der angives i tabellen. Dette benyttes f.eks. for norsk og svensk naturgas.

⁷ Der har i tidligere fremskrivninger været anvendt en kulindekseret gaspris svarende til de første danske gaskontrakter til store kraftværker. Denne gaspris er dog meget tæt på IEA's gaspris.

⁸ En lignende antagelse benyttes af systemansvaret i Danmark.

⁹ Beregnet ud fra storkundetariffen jan-dec 2004 (1,59 kr/m³) divideret med gasprisen til centrale værker i 2004 (29,54 kr/GJ = 1,17 kr/m³).

Brændselspriser an værk



Figur 3.1. Brændselspriser an værk uden afgifter i basisfremskrivningen. 2005-prisniveau.

	Kul	Orim.	Fuelolie	Gasolie	NatGas	Tørv	Halm	Træ	Affald	Biogas	E_afgr.	Uran
År	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ
2006	15,73	14,47	50,93	89,60	50,39	10,93	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2007	15,41	14,17	47,61	83,68	50,48	10,85	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2008	15,11	13,90	44,30	77,76	47,40	10,79	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2009	14,85	13,66	40,98	71,84	44,35	10,72	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2010	14,63	13,46	37,67	65,92	42,92	10,66	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2011	14,62	13,45	37,67	65,92	42,82	10,77	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2012	14,61	13,44	37,67	65,92	42,76	10,89	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2013	14,62	13,45	37,67	65,92	42,70	11,00	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2014	14,60	13,44	37,67	65,92	42,64	11,11	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2015	14,59	13,42	37,67	65,92	42,58	11,22	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2016	14,57	13,41	37,67	65,92	42,51	11,33	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2017	14,56	13,39	37,67	65,92	42,45	11,44	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2018	14,54	13,38	37,67	65,92	42,39	11,56	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2019	14,53	13,37	37,67	65,92	42,32	11,67	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2020	14,51	13,35	37,67	65,92	42,27	11,78	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2021	14,50	13,34	37,67	65,92	42,35	11,82	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2022	14,49	13,33	37,67	65,92	42,44	11,87	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2023	14,47	13,32	37,67	65,92	42,53	11,91	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2024	14,46	13,30	37,67	65,92	42,68	11,96	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2025	14,45	13,29	37,67	65,92	42,76	12,00	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2026	14,43	13,28	37,67	65,92	42,85	12,05	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2027	14,42	13,27	37,67	65,92	42,93	12,09	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2028	14,41	13,26	37,67	65,92	43,01	12,13	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2029	14,40	13,25	37,67	65,92	43,09	12,18	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46
2030	14,38	13,23	37,67	65,92	43,17	12,23	33,81	33,06	-17,00	0,00	43,73	5,46

Tabel 3.1. Brændselspriser an værk uden afgifter i basisfremskrivningen. 2005-prisniveau.

3.1.4 Afgifter, kvotepriser m.m.

Foruden de ”rå” brændselspriser anvendes en række forudsætninger om afgifter m.m. Der anvendes som udgangspunkt de samme afgifter i fremtiden som i dag i nominelle priser. Dog pristalsreguleres afgifterne fra 2010, svarende til Finansministeriets forudsætninger.

Brændselsafgifter til fjernvarmeproduktion.

Både i Danmark, Sverige og Finland er brændsel til varmeproduktion afgiftsbelagt (energi- og CO₂-afgift), mens brændsel til el ikke er afgiftsbelagt (afgiften ligger i forbrugsleddet). Der er imidlertid væsentlig forskel på afgiftens størrelse. Afgifterne antages at være konstante i løbende priser frem til 2010, herefter konstante i faste priser¹⁰. Afgifterne i de andre lande i fremtiden antages at have samme forhold til de danske afgifter som i 2003.

kr/GJ 2003	Kul	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Tørv
Danmark	62,61	58,55	58,55	56,01	-
Norge	18,0 ¹¹	20,2	20,2	0 ¹²	-
Sverige	36,4	24,2	22,0	17,1	0
Finland ¹³	13,3	10,9	14,6	3,6	3,3

Tabel 3.2. Afgifter (energi+CO₂) på forskellige brændsler til varmeproduktion i de nordiske lande 2003.

Affaldsafgiften er regnet til nul. Forbrændingsafgiften på 330 kr/ton (i Danmark) er indregnet i grundbrændselsprisen, idet afgiften betales uanset om affaldet anvendes til el- eller varmeproduktion.

Der er ikke afgifter på biomasse i dag. Dette antages at fortsætte.

Fordeling af brændsel på el og varme i forbindelse med afgift på kraftvarmeproduktion.

For Danmark er anvendt de gældende afgiftsmæssige virkningsgrader (125 % for decentral kraftvarme og individuelle virkningsgrader for større kraftvarmeverker). For kraftvarmeanlæg i de andre nordiske lande har det ikke været muligt at finde oplysninger om den afgiftsmæssige virkningsgrad ved kraftvarme.

Der er for alle anlæg, hvor afgiftsvirkningsgraden ikke er kendt, jf. ovenfor, anvendt følgende formel for den afgiftsmæssige varmekoefficient:

- Kedler: Varmekoefficienten.
- Udtagsanlæg: $2/(1/0,9 + C_v/\eta_e)$, svarende til delt kraftvarmefordel.
- Modtryksanlæg: $2/(1/0,9 + 0,15/(\eta_e*(1 + 0,15/C_m))$, svarende til delt kraftvarmefordel med en teoretisk C_v-værdi på 0,15.

I Sverige er der en statsafgift på kernekraft. Denne beregnes pr. MW installeret el og påvirker derfor ikke de variable produktionsomkostninger.

¹⁰ Jf. Finansredegørelsen.

¹¹ Kun CO₂-afgift. Der er ingen energiafgift på kul i Norge.

¹² Naturgasafgiften i Norge til fjernvarmeproduktion er ikke fundet. Dette har mindre betydning, da fjernvarmeforbruget i Norge er yderst begrænset.

¹³ Inkl. beredskabslagerafgift.

Elafgift til elkedler, elvarmepumper m.m.

Elafgiften anvendes i anlæg, der bruger el, f.eks. varmepumper og geotermiske anlæg. I Danmark var elafgiften til elopvarmning 501 DKK/MWh i 2002. Den blev ændret ved en afgiftsændring i 2005 til 50 kr/GJ. I Sverige er elafgiften 192-227 SEK/MWh. I Norge er den 95 NOK/MWh. I Finland 0,44 Eurocents/kWh (godt 30 DKK/MWh).

CO₂-pris (kvotepris).

CO₂-kvoteprisen bestemmes af en række faktorer, hvoraf de fleste er uden for dansk indflydelse: Antallet af kvoter på markedet i forhold til "behovet", udbud af JI og CDM-projekter, alternativomkostninger ved CO₂-reduktion m.m.

- Der antages en kvotepris på 150 kr/ton i hele beregningsperioden.
- Det antages, at Norge indfører CO₂-kvoter senest i 2008, så norske fossile kraftværker er underlagt samme miljøomkostninger på marginalen som i EU-landene fra 2008.

Beregningsmæssigt håndteres CO₂-kvoter på den måde, at de marginale produktionsomkostninger tillægges CO₂-udledningen gange kvoteprisen for alle MWh eller GJ, der produceres. Herudover antages, at der tildeles et vist antal gratiskvoter. Disse betragtes som et fast, finansielt tilskud. For perioden 2005-7 tildeles i Danmark 1710 kvoter pr. MW pr. år til nye elproduktionsanlæg. I Sverige tildeles 20 % færre kvoter, i Finland 20 % flere. Reglerne for perioden fra 2008 og frem er ikke kendt. Hvis en gratis kvotetildeling fortsættes på det nuværende niveau, vil det have væsentlig indflydelse på investeringsincitamentet. Det er som beregningsteknisk forudsætning antaget, at der tildeles gratiskvoter til nye elproducenter svarende til 25 % af dagens niveau i Danmark. Det antages altså, at den gratis kvotetildeling harmoniseres mellem landene på sigt.

Svovlafgift.

I Danmark er der en svovlafgift på 20 kr/kg S. Afgiften blev fra 2000 lagt i producentleddet. I Sverige er der en svovlafgift på 30 SEK/kg S. I Norge er der en svovlafgift på 70 NOK pr. 1000 liter olie for hver 0,25 % S i olien. Dette kan omregnes til ca. 30 DKK/kg S. Finland synes ikke at have en svovlafgift i producentleddet, som kan påvirke el- og varmeproduktionspriserne.

NO_x-afgift.

Sverige har som det eneste nordiske land en NO_x-afgift. Den har størrelsen 40 SEK/kg NO_x. Afgiften giver ikke noget statsprovenu, idet de mest forurenende betaler til de mindst forurenende. Nettoafgiften for den enkelte er derfor bestemt af forskellen mellem egen NO_x-udledning og den gennemsnitlige producents NO_x-udledning¹⁴.

Det er valgt beregningsmæssigt at se bort fra NO_x-afgiften, da dens betydning for de marginale produktionsomkostninger vurderes at være beskednen.

Inflation i relation til afgifter.

Der forudsættes uændrede afgifter i løbende priser i starten af perioden. Dvs. de deflateres i faste priser. Dog fastholdes afgifterne i faste priser efter 2010, jf. ovenfor.

¹⁴ Der synes at være en tendens til, at de svenske anlæg har væsentligt lavere NO_x-udledning end f.eks. de danske, omend dette ikke er checket mere systematisk.

3.1.5 Fysiske brændelsegenskaber.

Ramses6 benytter en række fysiske data for de forskellige brændsler. Disse fremgår af tabel 3.3.

	Kul	Orim	Fuelolie	Gasolie	NG	Tørv	Halm	Træ	Affald	Biogas	E-afgr	Uran
	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ	kg/GJ
CO ₂	95,0	80,0	78,0	74,0	56,9	106,0	0,0	0,0	17,6 ¹⁵	0,0	0,0	0,0
Svovl	0,27	0,99	0,25	0,07	0,00	0,24	0,20	0,00	0,27	0,00	0,10	0,00
Aske	4,00	0,09	0,03	0,00	0,00	4,00	2,67	0,50	11,11	0,00	1,50	0,00

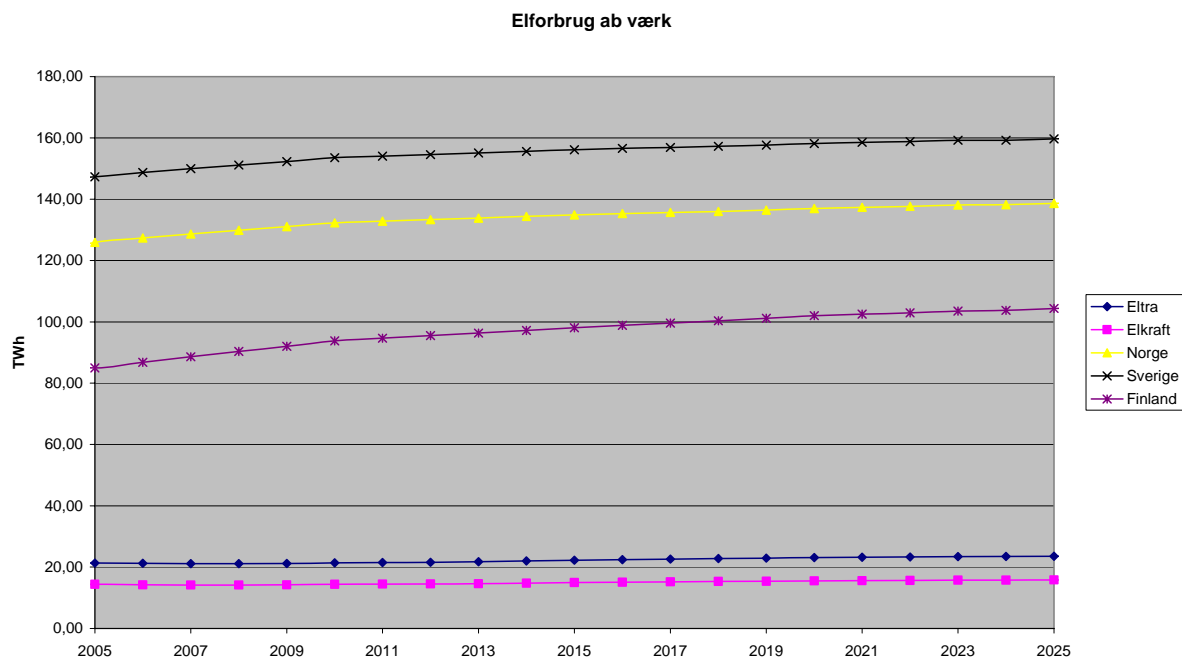
Tabel 3.3. Fysiske brændelsegenskaber.

3.1.6 Elforbruget af værk.

Forudsætningerne vedr. elforbrugets udvikling af værk ses i figur 3.2 og tabel 3.4 nedenfor. For Danmark er anvendt Energistyrelsens prognose baseret på EMMA-modellen (se bilag A). Fordelingen af elforbruget på Eltra og Elkraft er sket med udgangspunkt i Eltras og Elkrafts historiske forbrug samt prognoser fra systemplanerne. I øvrigt er der kun minimal forskel mellem systemansvarets og Energistyrelsens elprognoser for Danmark.

For Norge, Sverige og Finland er anvendt oplysninger fra Nordels årsberetninger frem til 2006. Herefter er antaget følgende udvikling i elforbruget:

- Norge: Prognose fra Statistisk Sentralbyrå (ref. 8). For 2030 er anvendt ref. 51.
- Sverige. Stigning til 164,6 TWh af værk i 2020 (ref. 73). For 2030 er anvendt ref. 51.
- Finland: Ref. 51.



Figur 3.2. Elforbrug af værk i basisfremskrivningen.

¹⁵ Affalds CO₂-udledningsfasktor svarer til den ikke-biologiske del af affaldet, navnlig plastic. DMU's faktor er anvendt.

	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
År	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
2004	21,24	14,25	122,04	146,45	87,15
2005	21,32	14,40	125,94	147,34	84,98
2006	21,26	14,23	127,33	148,71	86,83
2007	21,13	14,17	128,65	149,99	88,61
2008	21,11	14,17	129,86	151,15	90,33
2009	21,19	14,24	131,04	152,28	92,03
2010	21,35	14,37	132,32	153,53	93,79
2011	21,47	14,44	132,84	154,06	94,65
2012	21,59	14,50	133,34	154,57	95,51
2013	21,72	14,58	133,83	155,07	96,35
2014	21,98	14,75	134,37	155,61	97,22
2015	22,25	14,93	134,87	156,13	98,08
2016	22,43	15,05	135,31	156,56	98,87
2017	22,62	15,19	135,67	156,90	99,61
2018	22,80	15,30	136,01	157,23	100,34
2019	22,95	15,40	136,44	157,66	101,13
2020	23,08	15,49	136,97	158,21	102,00
2021	23,22	15,58	137,34	158,53	102,49
2022	23,32	15,66	137,66	158,80	102,94
2023	23,45	15,74	138,13	159,24	103,51
2024	23,49	15,77	138,21	159,23	103,78
2025	23,56	15,81	138,66	159,65	104,34
2026	23,61	15,85	139,08	160,04	104,86
2027	23,65	15,87	139,53	160,46	105,42
2028	23,70	15,91	140,00	160,90	105,99
2029	23,74	15,93	140,39	161,25	106,51
2030	23,77	15,95	140,73	161,55	106,98

Tabel 3.4. Forudsætninger om elforbrug af værk i basisfremskrivningen.

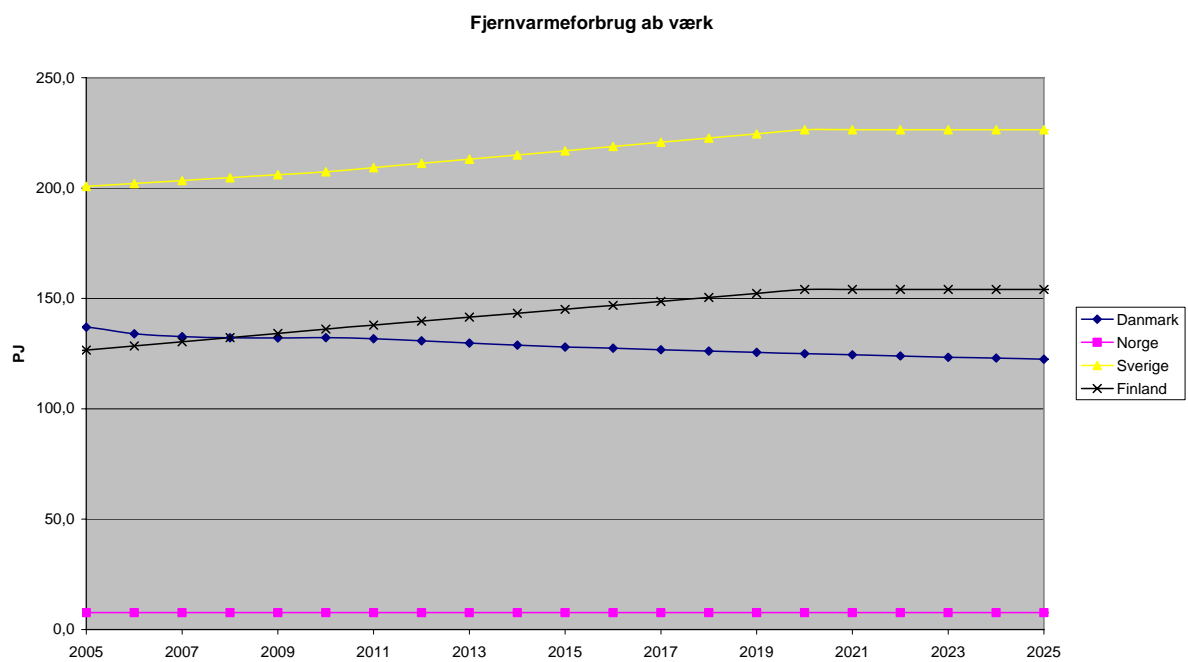
Prognosen for elforbruget i Danmark, som beregnes af EMMA-modellen, afhænger bl.a. af en prognose for markedsprisen på el. Denne beregnes af Ramses6. Der er derfor foretaget en iteration mellem EMMA og Ramses6.

Fleksible elforbrug:

Der regnes i basisfremskrivningen kun med fleksible elforbrug i den udstrækning der i værk-databasen er defineret elkedler, varmepumper og lignende. Potentialt for fleksibelt (priselastisk) elforbrug er af Nordel opgjort til ca. 12.000 MW i Norden, heraf 500 MW i Danmark. I ref. 83 opgøres potentialt i Danmark til 660 MW. Hvor stor en del heraf, som i praksis vil kunne realiseres, er p.t. uafklaret.

3.1.7 Fjernvarmeforbruget ab værk.

Den forudsatte udvikling i fjernvarmeforbruget ab værk ses i figur 3.3 og tabel 3.5 nedenfor. For Danmark er fjernvarmeprognozen produceret v.h.a. EMMA-modellen samt en antaget netvirkningsgrad på 80 %. Den procentvise fordeling af fjernvarmeforbruget på de enkelte fjernvarmeområder er antaget at være som i 2003 – med undtagelse af det københavnske dampnet, hvor Elkrafts prognose er anvendt. For Sverige er anvendt en prognose fra STEM (ref. 73 og 93). For Finland er anvendt oplysninger fra Industriministeriet. For Norge er der p.t. ikke fundet nogen prognose og derfor anvendt konstante fjernvarmeforbrug i forhold til 2003.



Figur 3.3. Prognose for fjernvarmeforbrug ab værk i basisfremskrivningen.

År	Danmark	Norge	Sverige	Finland
	PJ	PJ	PJ	PJ
2004	137,1	7,6	199,4	124,7
2005	137,0	7,6	200,7	126,6
2006	134,0	7,6	202,1	128,5
2007	132,7	7,6	203,4	130,4
2008	132,2	7,6	204,7	132,3
2009	132,1	7,6	206,0	134,2
2010	132,2	7,6	207,4	136,1
2011	131,7	7,6	209,3	137,9
2012	130,8	7,6	211,2	139,7
2013	129,7	7,6	213,1	141,5
2014	128,8	7,6	215,0	143,3
2015	128,0	7,6	216,9	145,1
2016	127,4	7,6	218,8	146,9
2017	126,7	7,6	220,7	148,7
2018	126,1	7,6	222,6	150,5
2019	125,6	7,6	224,5	152,3
2020	125,0	7,6	226,4	154,1
2021	124,4	7,6	226,4	154,1
2022	123,9	7,6	226,4	154,1
2023	123,3	7,6	226,4	154,1
2024	123,0	7,6	226,4	154,1
2025	122,5	7,6	226,4	154,1
2026	122,0	7,6	226,4	154,1
2027	121,5	7,6	226,4	154,1
2028	121,0	7,6	226,4	154,1
2029	120,6	7,6	226,4	154,1
2030	120,2	7,6	226,4	154,1

Tabel 3.5. Prognose for fjernvarmeforbruget ab værk i basisfremskrivningen.

3.1.8 Eltransmissionslinier.

Der regnes i basisfremskrivningen kun med eksisterende overføringsforbindelser mellem Nordel-landene. Dog medregnes en 600 MW elektrisk storebæltsforbindelse (besluttet i forbindelse med Energistrategien – ref. 14¹⁶) samt en ny Fennoskan-forbindelse mellem Finland og Sverige, der er besluttet som forudsætning for idriftsættelse af den 5. finske kernekraftreaktor (ref. 67). Tabel 3.6 nedenfor viser de anvendte data (fra ref. 4).

Der er i visse tilfælde forskel på den fysiske overføringskapacitet og den til rådighed værende handelskapacitet på ledningerne. Der er også i visse tilfælde forskel på overføringskapaciteten i forskellige retninger. Dette er der set bort fra.

Der er overvejelser om en elektrisk forbindelse mellem Finland og Estland. Der er desuden sandsynligvis en forbindelse mellem Norge og Holland på vej. Disse to forbindelser er ikke

¹⁶ Ansøgning om en 600 MW storebæltsforbindelse ligger til behandling i Energistyrelsen.

medregnet i basisfremskrivningen. Som tidligere nævnt i afsnittet om geografisk dækning og opløsning er ”Snit 4” ikke repræsenteret, idet Sverige regnes som ét elområde.

Der er ikke regnet på de interne elnet i de enkelte områder. Dvs. el antages inden for hvert elområde at kunne flyde frit. Der må påregnes investeringer i de interne net, dels som konsekvens af elforbrugsstigningen, dels som konsekvens af udbygningen med vindmøller og øvrig elkapacitet.

Forbindelse	Fra	Til	Medregnes	Kapacitet	Udetid	Udetid
				MW	planlagt	Havari
Storebælt	Eltra	Elkraft	Ja	600	5 %	1 %
Tjele-Kristianssand	Eltra	Norge	Ja	1040	5 %	1 %
Skagerrak3	Eltra	Norge	nej	600	5 %	1 %
V.Hassing-Lindome	Eltra	Sverige	Ja	370	5 %	1 %
V.Hassing-Göteborg	Eltra	Sverige	Ja	280	5 %	1 %
V.Hassing-Göteborg	Eltra	Sverige	Ja	380	5 %	1 %
Hovegård-Söderåsen1	Elkraft	Sverige	Ja	500	5 %	1 %
Hovegård-Söderåsen1	Elkraft	Sverige	Ja	500	30 %	1 %
Hovegård-Söderåsen1	Elkraft	Sverige	Ja	500	5 %	1 %
Hovegård-Söderåsen2	Elkraft	Sverige	Ja	500	5 %	1 %
Hovegård-Söderåsen2	Elkraft	Sverige	Ja	500	30 %	1 %
Hovegård-Söderåsen2	Elkraft	Sverige	Ja	500	5 %	1 %
Teglstrupgård-Mörarp	Elkraft	Sverige	Ja	350	5 %	1 %
Teglstrupgård-Mörarp	Elkraft	Sverige	Ja	350	30 %	1 %
Teglstrupgård-Mörarp	Elkraft	Sverige	Ja	350	5 %	1 %
Hasle-Borrby	Elkraft	Sverige	Ja	60	5 %	1 %
Kattegat1	Elkraft	Norge	Nej	600	5 %	1 %
Sildvik-Tornehamn	Norge	Sverige	Ja	50	5 %	1 %
Ofoten-Ritsem	Norge	Sverige	Ja	700	5 %	1 %
Rössaga-Ajaure	Norge	Sverige	Ja	415	5 %	1 %
Linnvasselv-transformator	Norge	Sverige	Ja	50	5 %	1 %
Nea-Järpströmmen	Norge	Sverige	Ja	900	5 %	1 %
Nea-Järpströmmen2	Norge	Sverige	Nej	600	5 %	1 %
Lutufallet-Höljes	Norge	Sverige	ja	30	5 %	1 %
Eidskog-Charlottenberg	Norge	Sverige	ja	100	5 %	1 %
Hasle-Borgvik	Norge	Sverige	ja	1100	5 %	1 %
Halden-Skogsätter	Norge	Sverige	ja	1100	5 %	1 %
Ivalo-Varangerbotn	Norge	Finland	ja	110	5 %	1 %
Ossaukoski-Kalix	Sverige	Finland	ja	400	5 %	1 %
Fennoskan2	Sverige	Finland	ja	600	5 %	1 %
Petäjaskoski-Litsi	Sverige	Finland	ja	400	5 %	1 %
Keminmaa-Svartbyn	Sverige	Finland	ja	400	5 %	1 %
Raumo-Forsmark	Sverige	Finland	ja	550	5 %	1 %
Senneby-Tingsbacka	Sverige	Finland	ja	80	5 %	1 %

Tabel 3.6. Oversigt over eksisterende og nye udvekslingsforbindelser.

3.1.9 Ekstern eludveksling.

Norden er elektrisk forbundet med Tyskland, Polen og Rusland. Det drejer sig om forbindelser Rusland-Finland, Polen-Sverige, Tyskland-Eltra, Tyskland-Elkraft, Tyskland-Sverige og Rusland-Norge.

Den historiske eludveksling og antagelserne vedr. den fremtidige udveksling ses i tabel 3.7. Den faktiske eludveksling mellem Danmark og Tyskland, mellem Sverige og Tyskland samt mellem Sverige og Polen for 2005 er lagt ind som tvungen energioverførsel. Dette skyldes, at kontinentet p.t. ikke modelleres eksplicit¹⁷.

Elimport til Norden i TWh	Rusland-Finland	Estland-Finland ¹⁸	Tyskland-Sverige	Polen-Sverige	Tyskland-Eltra	Tyskland-Elkraft	Rusland-Norge
1998	4,82	0	-0,14	-	-4,44	-0,50	0,19
1999	5,21	0	-1,22	-	-4,17	-0,65	0,23
2000	4,52	0	-0,57	-0,37	-5,15	-0,45	0,23
2001	7,69	0	0,13	-1,70	-1,17	0,53	0,21
2002	7,94	0	0,50	-0,93	-2,22	0,04	0,22
2003	11,33	0	1,62	2,64	-0,07	1,42	0,18
Forudsat 2005-2030 ¹⁹	11,28	1,00	0	0	0	0	0,21
Max. udvekslingskapacitet, MW	1560	350	600	600	1350	600	50

Tabel 3.7. Historisk eludveksling med lande uden for Norden samt antagelse om fremtidig eludveksling.

Den kraftigste forbindelse og den største udveksling er mellem Rusland og Finland. Der er i 2002 udvidet med en ekstra forbindelse, således at den samlede kapacitet er på 1560 MW. Der knytter sig en fastkraft-leveringsaftale til forbindelsen. Det er antaget, at Finland årligt importerer 12 TWh²⁰ fra Rusland, svarende til 88 % udnyttelse af forbindelsen. Denne antagelse er konsistent med Prioriterede snit (ref. 52) og med oplysninger fra de finske myndigheder. Den næststørste udveksling finder sted mellem Eltra og Tyskland. Der har historisk været en ”systematisk” eksport fra Enstedværket til Tyskland i den periode E.ON ejede 50 % af EV3. Efter at Elsam har overtaget blokken har denne situation ændret sig. Det antages, at der fremover ikke netto-udveksles mellem Eltra og Tyskland i normale vandår. Dette er nogenlunde konsistent med beregningerne for 2010 i Prioriterede Snit (ref. 52). Der antages heller ikke netto-udveksling på de øvrige forbindelser (hvor der heller ikke historisk er udvekslet ret meget netto).

Selv om der ikke er netto-udveksling, kan der være udveksling i skiftende retninger i de enkelte timer. Ramses6 kan håndtere ekstern eludveksling på to måder: Enten ved eksogent givne værdier for elekspport/-import eller ved et prisinterface²¹.

¹⁷ Der arbejdes på at implementere et ”prisinterface” mellem Norden og kontinentet.

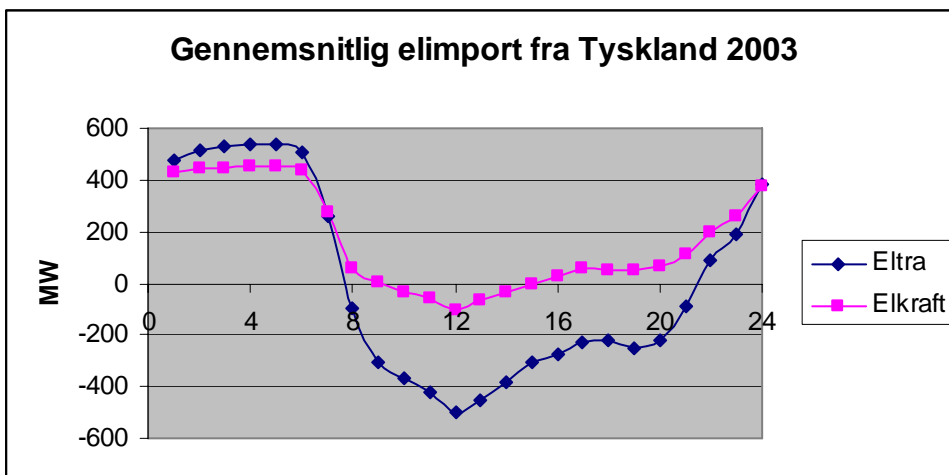
¹⁸ Antages etableret 2007.

¹⁹ Antagelsen gælder for normale vandår.

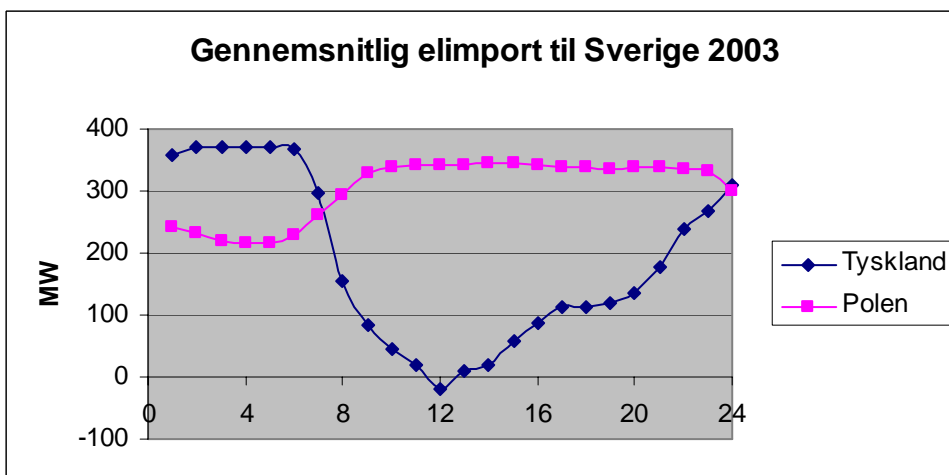
²⁰ De 12 TWh inkluderer forventet import på 1 TWh fra en mulig forbindelse mellem Finland og Estland.

²¹ Hermed menes, at elimporten i MW til et område i RAMSES6 fra lande uden for modellen beskrives som en funktion af elprisen.

I figur 3.4 og 3.5 ses den gennemsnitlige døgnvariation af udvekslingen mellem hhv. Eltra/Elkraft og Tyskland og mellem Sverige og Tyskland/Polen i 2003. Det typiske billede er eksport fra Norden til Tyskland om dagen og import om natten. Et muligt valg kunne være at påtrykke denne gennemsnitlige variation i hver time af året. Dette fører imidlertid til ekstreme variationer i den beregnede Nordpool-pris, variationer som næppe er realistiske i virkeligheden. Det er derfor formentlig bedre at anvende et prisinterface. Da et sådant kun vanskeligt og med betydelig arbejdsindsats kan konstrueres, så det vil være gyldigt i alle beregningsår, er det imidlertid valgt at nulstille eludvekslingen mellem Norden og Kontinentet i normalår. Dog kan der beregningsmæssigt (og med en vis sandsynlighed) trækkes på forbindelserne i tilfælde af effektmangel i Norden.



Figur 3.4. Gennemsnitlige døgnvariationer²² på eludveksling mellem Danmark og Tyskland 2003.



Figur 3.5. Gennemsnitlige døgnvariationer på eludveksling mellem Sverige og Tyskland/Polen 2003.

Det er i øvrigt et karakteristisk træk ved udvekslingen på tysklandsforbindelserne, at strømmen på grund af det anvendte auktions-system relativt ofte går ”i den forkerte retning”, dvs. fra områder med høj til områder med lav pris. Det gør det ekstra problematisk at

²² F.eks. er udvekslingen kl. 12 beregnet som gennemsnit af de 365 værdier i 2003 af udvekslingen kl.12.

modellere Tyskland ved et prisinterface²³. Der er besluttet en forbindelse mellem Norge og Holland (NorNed) på 700 MW. Forbindelsen antages idriftsat 1. januar 2011. Indtil videre regnes ikke med energiudveksling på forbindelsen.

3.1.10 Produktionsanlæg.

Databasen over de enkelte el- og varmeproducerende enheder og grupper af sådanne rummer data for omkring 1000 el- og varmeproduktionsanlæg i Danmark, Norge, Sverige og Finland²⁴. Databasen er blevet til på baggrund af en lang række forskellige kilder. Der henvises til referencelisten sidst i bilaget. Der skelnes i det følgende mellem eksisterende anlæg, udviklingen frem til ca. 2010 og udviklingen efter 2010.

Eksisterende produktionsanlæg (2002-2004).

En oversigt over det eksisterende el- og fjernvarmesystem i Ramses6 gives i tabel 3.8 nedenfor. For Danmark er anvendt datasættet fra Klimastrategien, dog på mange punkter opdateret med senere oplysninger. For termiske anlæg i Norge, Sverige og Finland er anvendt oplysninger stillet til rådighed af Elsam, suppleret med oplysninger fra en lang række andre kilder. Der henvises til referencelisten.

Anlægstype	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
Vandkraft	10 MW	Ingen	Kapacitet 27.558 MW i 2002. Normalårstilsig 118.174 GWh. Lagerkapacitet 84.147 GWh.	Kapacitet 16.239 MW i 2002. Normalårstilsig 65.000 GWh. Lagerkapacitet 33.748 GWh.	Kapacitet 2948 MW i 2002. Normalårstilsig 12.759 GWh. Lagerkapacitet 5500 GWh.
Kernekraft	Ingen	Ingen	Ingen	Barsebäck 600 MW Forsmark 3075 MW Oskarsh. 2207 MW Ringhals 3540 MW	Loovisa 1020 MW Olkiluoto 1680 MW
Øvrig termisk kraft	4769 MW (2004)	4252 MW (2004)	118 MW (2004)	5385 MW (2004)	9129 MW (2004)
Vindkraft	2214 MW landvind 160 MW havvind	553 MW landvind 165 ²⁵ MW havvind	Kapacitet 97 MW i 2002.	Kapacitet 339 MW i 2002.	Kapacitet 43 MW i 2002.
Solceller, fuelcells etc.	Ingen	Ingen.	Ingen ²⁶	200 kW fuelcells	Ingen
Fjernvarmekedler	7491 MW (fra Energiproducent-tællingen)	3989 MW (fra Energiproducent-tællingen)	500 MW olie (gæt).	691 MJ/s affald i 1998. Mangler biomasse-fjernvarme. 8000 MW olie (gæt)	14 MJ/s affald. Mangler biomasse-fjernvarme. 5000 MW olie (gæt)
Industrikraft	362 MW	211 MW	185 MW i 2002.	957 MW i 2002.	2820 MW i 2002.
Industrioverskudsvarme	193 MW	8 MW	Ingen.	Ingen.	Ingen.
Elkedler, varmepumper	Ingen	100 MW elkedel på ASV	100 MW elkedler (gæt).	Hammarby VP 135 MW varme	Nystad VP 21 MW varme

Tablet 3.8. Oversigt over eksisterende el- og fjernvarmeproduktionsanlæg i Norden i grunddatasættet.

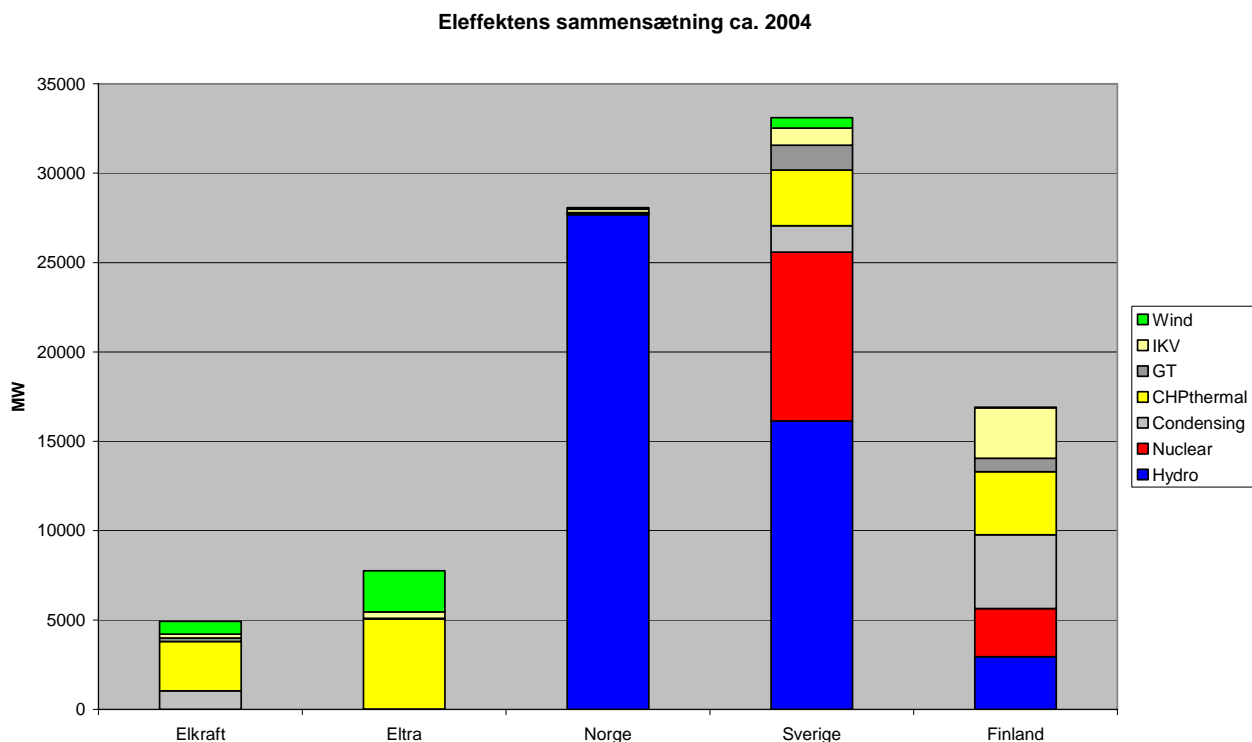
²³ Den 1. september 2005 lancerede Nord Pool Spot prisnotering i et nyt prisområde, som har fået betegnelsen "KONTEK". Rent geografisk giver "KONTEK" adgang til spothandel i den del af Tyskland, som varetages af Vattenfall Europe Transmission. Den kapacitet, som Elkraft System og Vattenfall AB råder over på Kontek-kablet, vil blive varetaget af Nord Pool Spot. Det drejer sig om 550 MW i nordgående og 200 MW i sydgående retning. Den nye prisnotering erstatter Elkraft System's nuværende måneds- og dagsauktioner.

²⁴ En del anlæg eksisterer i flere varianter, fordi de er bygget om eller vil blive bygget om. Reelt regner RAMSES6 "kun" på ca. 400 anlæg ad gangen.

²⁵ Møllerne på Middelgrunden, Tunø Knob m.m. er talt med under landvindmøller.

²⁶ Et 17 kW solceleanlæg er ikke medregnet p.g.a. dets ringe størrelse.

I figur 3.6 er vist en grafisk fremstilling af den installerede kapacitet i Norden omkring primo 2004.



Figur 3.6. Den installerede kapacitet i Norden ca. primo 2004. Vindmøllerne indgår her – i modsætning til senere i bilaget - med deres fulde installerede kapacitet.

Skrotninger.

Skrotningstidspunkter for eksisterende, større anlæg udgør en vigtig del af forudsætningerne for basisfremskrivningen. Skrotningstidspunkter er kommercielle beslutninger, hvorom der ikke findes sikre, offentligt tilgængelige data, og hvor udmeldinger fra elproducenterne ofte skifter over tid.. Skrotningstidspunkterne er derfor kilde til stor usikkerhed på mellemlang og lang sigt. Der synes at være en tendens til, at anlæg ”lever” længere end tidligere, bl.a. fordi der er større tilbageholdenhed med at bygge nye værker under markedsvilkår, og fordi visse anlæg ”holdes i live” med forskellige tilskud. Modsat kan der også være en tendens til, at selv om anlæggene ”lever”, da er de ikke altid til rådighed for markedet i fuldt omfang. De nye miljøkrav 1/1 2008 efter Direktivet om Store Fyringsanlæg har også betydning for producenternes beslutninger om skrotningstidspunkter. Metoden for tildeling af gratis CO₂-kvoter kan også have betydning for skrotningstidspunkterne for eksisterende anlæg.

Skrotninger i Danmark:

For større anlæg i Danmark anvendes skrotningsforudsætninger som i Eltras og Elkrafts systemplaner, hvor disse angiver skrotningstidspunkter. Ellers er antaget 35 års levetid²⁷ for store kraftværker og 25 år for decentrale kraftvarmeværker. For KYV21/22 og gasturbiner uden kraftvarme er dog antaget længere levetid på grund af den ringe drifttid (hhv. 40 og 50 år²⁸). Dette indebærer følgende sidste driftsår for større eksisterende enheder:

²⁷ Med 35 års levetid burde ASV5 udgå 2015. Skrotningen er dog udskudt to år aht. en jævn kapacitetsafgang.

²⁸ Energi E2 vil muligvis lukke anlæggene inden 1/1 2008, jf. ref. 79.

Anlæg	I drift	Sidste driftsår	Bemærkning	Eleffekt (MW)
HelsingørKV	1994	2018		60
HillerødKV	1992	2016		76
ASV2	1961	2015	Opgraderet/levetidsforlænget '92	147
ASV4	1968	2007	Lukkes pga NOx	270
ASV5	1981	2015(R)		640
HCV1-4	1954	2008	Elkraft	79
HCV5	1965	2004	E2 (ref. 79)	70
HCV7	1985	2011	E2 (ref. 79)	88
SMV1-3	1953-55	2008	Elkraft	71
SMV7	1995	2029		76
AMV1	1971	2030	Lukkes 2004. Genåbnes 2008; 70 MWe; damp	70
AMV2	1972	2010	Downrated 2004 pga. halm	90
AMV3	1989	2023		250
AVV1	1991	2025		250
AVV2	2002	2036		560(*)
KYV21	1974	2013	Lav drifttid	260
KYV22	1976	2015	Lav drifttid	260
KYV51-52 (GT)	1973	2022	Lav drifttid	126
MAV31 (GT)	1975	2024		70
STV1	1966	2007	Lukkes pga NOx	143
STV2	1970	2014	Afsvovlingsgodk	270
VKE3	1992	2022(R)	Eltra	412
Herningværket	1983	2022	Eltra	89
Randersværket	1983	2017		45
FVO3	1974	2015	Eltra	269
FVO7	1991	2025		443
ViborgKV	1995	2019		46
HjørringKV	1996	2020		56
SilkeborgKV	1996	2020		102
SønderborgKV	1996	2020		52
SVS1	1964	2005	Reserve	100
SVS3	1998	2032		436
EV3	1979	2015	Eltra	627
NEV2	1977	2011	Mølpose 2000-02	305
NEV3	1998	2032		425
MKS3	1984	2018		376
MKS4	1985	2019(R)		376

Tabel 3.9a. Forudsætninger om skrotninger af eksisterende danske termiske elproduktionsanlæg over 40 MW. (*) P.t. 503 MW, idet anlægget endnu ikke er oppe på fuld effekt. (R) Anlægget antages renoveret i basisfremskrivningen (se nedenfor).

Skrotninger i Norge:

I Norge er der – ud over vandkraften – kun mindre termiske anlæg. Disse antages videreført til 2030 eller erstattet af tilsvarende anlæg.

Skrotninger i Sverige:

I Sverige er der – ud over kernekraften og vandkraften – en del ældre kraftværker på olie og kul. Nogle af disse er i ”mølpose”, nogle er taget midlertidigt i drift som følge af Svenska

Kraftnäts ”effektupphandling”. Der er gjort samme type af antagelser som for de danske skrotninger. For termiske anlæg over 100 MW henvises til tabel 3.9b.

Kernekraften i Sverige er ved folkeafstemning besluttet nedlagt i 2010. Konkrete skridt til lukning af værkerne er imidlertid – med undtagelse af Barsebäck 1 og 2 - ikke taget (jf. ref. 81). Som tidligere nævnt er der ved at blive foretaget opgraderinger af visse af anlæggene. Man har fra svensk side ikke besluttet konkret, hvad der skal erstatte kernekraften i Ringhals, Oskarshamn og Forsmark efter 2010. På denne baggrund er det i grunddatasættet antaget som beregningsmæssig forudsætning, at kernekraften på disse lokaliteter fortsætter, således at værkerne lukkes efter en drifttid på 40 år. Dette er konsistent med STEM’s forudsætninger, jf. ref. 13²⁹. Dette betyder, at Forsmark, Oskarshamn og Ringhals kernekraftværkerne beregningsmæssigt skrottes i perioden 2012 til 2025.

²⁹ Reelt er der regnet med 41 år, hvilket synes at være forudsætningen i ref. 13.

Anlæg	I drift	Sidste driftsår	Bemærkning	Eleffekt(MW)
AROSKRAFT 1-2	1963	2010	30 år fra kulombygning	150,0
AROSKRAFT 3	1969	2008	oliefyret; lav drifttid	250,0
AROSKRAFT 4	1973	2012	30 år fra kulombygning	250,0
Barsebäck 1	1975	1999		615,0
Barsebäck 2	1977	2005	Regeringsbeslutning 4/10 og 16/12 2004	615,0
Bråvalla, Norrköping	1972	1999	Nordel	250,0
Forsmark1	1981	2020		960,0
Forsmark2	1981	2021		960
Forsmark3	1985	2025		1285,0
Gotland GT 1-2	1971	2020		116,0
HALMSTAD GT 2	1993	2042		172,5
HELENEHOLM GT 1-2	1971	2005		104,0
HÄSSELBY 4	1968	2007	oliefyret; lav drifttid	160,0
KARLSHAMN 1	1969	1998	Nordel	340,0
KARLSHAMN 2	1971	2005	Mølpose?	340,0
KARLSHAMN 3	1973	2007	Mølpose?	340,0
KARSKÅR G4	1971	2010	Oliefyret; lav drifttid	125,0
KIMSTAD GT 1-2	1971	2020		133,0
LAHALL GT 1-4	1972	2021		232,0
MARVIKEN 1	1974	2000	Mølpose	200,0
Oskarshamn1	1972	2012		445,0
Oskarshamn2	1974	2014		602,0
Oskarshamn3	1985	2025		1160,0
Ringhals1	1976	2016		1035,0
Ringhals2	1975	2015		870,0
Ringhals3-4	1983	2023		2055,0
STENUNGSUND 1	1959	2010	Ud af drift 1997 men fortsat reserve	150,0
STENUNGSUND 2	1960	2010	Ud af drift 1997 men fortsat reserve	150,0
STENUNGSUND 3	1966	2015	Lav drifttid. Indgår i effektupphandling	260,0
STENUNGSUND 4	1969	2015	Lav drifttid. Indgår i effektupphandling	260,0
TROLLHATTAN GT 1-2	1975	2024		133,0
FYRIS 1	1973	2015	Ombygget til biomasse 1986	130,0
VÄRTAVERKET I 1	1976	2015	Lav drifttid	220,0
VÄRTAVERKET II 1	1990	2024		140,0
Västerås3	1981	2015(R)	Ref. 78	185,0
Västerås4	1983	2017(R)	Ref. 78	155,0
ÖRESUNDVERKET 1-2	1955	1997		100,0
ÖRESUNDVERKET 4	1965	2000	Mølpose	150,0
ÅBYVERKET 1-3	1962	2010	Ombygget 2002 (røggaskondensering)	150,0

Tabel 3.9b. Forudsætninger om skrotninger af eksisterende svenske termiske elproduktionsanlæg over 100 MW. (R) Anlægget antages renoveret i basisfremskrivningen (se nedenfor).

Finland:

I Finland er størsteparten af kapaciteten termisk. Der er gjort antagelser efter samme principper som for Danmark og Sverige vedr. skrotningstidspunkter. Kernekraftværker er antaget at have levetid til 2030 eller senere, jf. ref. 82. Se tabel 3.9c.

Anlæg	I drift	Sidste driftsår	Bemærkning	Eleffekt(MW)
HANASAARI A 2	1966	1999	Mølpose	100,0
HANASAARI B 1	1974	2013	Moderniseret	114,0
HANASAARI B 2	1977	2016	Moderniseret	114,0
HAAPAVESI 1	1989	2023(R)		154,0
INKOO 1-2	1975	2014	Standby; kort drifttid	500,0
INKOO 3-4	1978	2017	Standby; kort drifttid	500,0
KELLOSAARI GT 1-2	1972	2021		110,0
KRISTIINA 1	1977	2011		210,0
KRISTIINA 2	1983	2017		242,0
LAHTI (KYMIJARVI) 1	1986	2015	20 år efter seneste ombygning	167,0
LIELAHTI CC	1988	2022		134,9
LOVIISA 1-2 (Akraft)	1981	2030		1020,0
MERI-PORI 1	1994	2028(R)		560,0
MERTANIEMI CC	1975	2014	Standby	190,0
MUSSALO 2	1973	2007		175,0
NAISTENLAHTI-1 CC	2000	2034		127,0
NAANTALI 1	1960	2005	Reserve	116,0
NAANTALI 2	1964	2005	Ombygget til KV i 1980	125,0
NAANTALI 3	1972	2005	Ombygget til KV i 1980	125,0
OLKILUOTO 1 (Akraft)	1979	2031	Levetidsforlænget	840,0
OLKILUOTO 2 (Akraft)	1982	2031		840,0
PIETERSAARI 2	2001	2035		240,0
SALMISAARI B1	1984	2018(R)		170,0
Seinajoki 1	1990	2024(R)		120,0
TAHKOLUOTO (PORI) 1	1976	2010		225,0
TOPPILA 2	1995	2029(R)		139,0
VASKILUOTO 2	1972	2006		160,0
VASKILUOTO 3	1984	2018(R)		230,0
VUOSAARI A CC	1991	2025		146,0
VUOSAARI B CC	1997	2031		474,0
VUOSAARI C GT 1-2	1997	2031		330,0

Tabel 3.9c. Forudsætninger om skrotninger af eksisterende finske termiske elproduktionsanlæg over 100 MW. (R) Anlægget antages renoveret i basisfremskrivningen (se nedenfor).

Nye produktionsanlæg frem til 2010.

For perioden frem til ca. 2010 er der helt eller delvist truffet en række beslutninger eller sat en række projekter i gang. Disse giver visse indikationer af, hvordan elsystemerne kan forventes at udvikle sig. Basisfremskrivningens antagne udvikling i produktionssystemet beskrives i tabel 3.10.

Anlægstype	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
Vandkraft	Ingen	Ingen	+~1500 MW til 2010	+1000 MW til 2010	+~270 MW til 2010
Kernekraft	Ingen	Ingen	Ingen	Opgradering af anlæg på nær Barsebäck med 550 MW i 2007-08.	En femte blok på 1600 MW i 2010 ved Olkiluoto.
Øvrig termisk kraft	Biomasse-KV 36,2 MW i Odense 2009. Biogasprognose: 15 MW ekstra biogas-KV til 2009. +25 MW gasturbine.	Ingen nye store værker. Dog ”genoplives” AMV1 fra 2008. Biogasprognose: 8 MW ekstra biogas-KV til 2009.	Ingen	Rya NGCC 259 MW Göteborg 2007. Øresundsværket 416 MW NGCC i 2010.	Ingen nye store værker.
Vindkraft	200 MW ny havvind + 138 MW nettotilgang af landvind til 2010 (energiaftale).	200 MW ny havvind + 35 MW nettotilgang af landvind til 2010 (energiaftale).	500 MW tilgang til 2010. Havmøllepark 200 MW i 2010.	~700 MW tilgang til 2010.	~150 MW tilgang til 2010.
Solceller, fuelcells etc.	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen
Fjernvarmekedler	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen
Varmelagre	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen
Industrikraft	Ingen	Ingen	Ingen	+162 MW til 2010	Afgang netto 20 MW.
Industrioverskudsvarme	Ingen	Ingen	Ingen	+16 MJ/s til 2010	Ingen
Elkedler, varmepumper.	Ingen	60 MJ/s geotermi i KBHvand 2005.	Ingen.	Ingen	Ingen

Tabel 3.10. Antagelser vedr. udviklingen/ændringen i produktionssystemet frem til 2010.

Bemærkninger til tabel 3.10:

- Der regnes ikke med nye, store fossile kraftværker i Danmark og Finland før 2010. Med den nye kernekraftblok og importen fra Rusland ser der ikke ud til at være noget udækket effektbehov i Finland af betydning før 2010.
- Der regnes med to nye gaskraftværker i Sverige i hhv. 2007 og 2010. Disse projekter er relativt langt fremskredne. Antagelsen er konsistent med forudsætningerne i Prioriterede Snit (ref. 52).
- Der regnes ikke med et enkelt nyt gaskraftværk i Norge før 2010 (Kaarstø). Der er givet tre koncessioner til gaskraft, men der er fortsat tvivl om etableringstidspunkterne. I Prioriterede Snit (ref. 52) er antaget to nye gaskraftværker i Norge før 2010.
- Norge har et vindkraftmål på 3 TWh i 2010. Det antages på denne baggrund, at der går en havmøllepark på 200 MW i drift i 2010. Uanset dette bliver det formentlig svært at nå 3 TWh målet til tiden. I basisfremskrivningen antages målet nået omkring 2013.
- Sverige har via certifikatmarkedet et mål på 16 TWh certifikat-el i 2010. Heraf regner man med, at 3½ TWh er vind. Der antages på denne baggrund en udbygning med 120 MW landvind om året, og at der går en 200 MW havmøllepark i drift i 2011.

Som effekt af ”Elpatronloven”, der indtil videre gælder for 2007-10, er forudsat opført elpatroner i decentrale kraftvarmeområder baseret på naturgas - men ikke i centrale kraftvarmeområder eller fjernvarmeområder med store dele affald (hidtidige analyser peger

mod størst drifttid for elpatroner i forbindelse med gasfyret decentral kraftvarme). Udbygningen antages at være af et omfang svarende til 25 % af den installerede kraftvarmekapacitet og at foregå i 2007.

Produktionsanlæg efter 2010 og frem til 2025:

Udviklingen af produktionssystemet efter 2010 er i sagens natur mere usikker end udviklingen frem til 2010. Der opereres i grunddatasættet med følgende forudsætninger:

- Decentral kraftvarme i Danmark: Anlæg over 5 MW vil som følge af den politiske aftale af 29. marts 2004 overgå til markedspriser, og det indirekte PSO-tilskud, som ligger i forskellen mellem tretidstariffen og markedsprisen erstattes af et finansielt tilskud. Anlæg over 10 MW går på markedet i 2005, anlæg mellem 5 og 10 MW i 2007. Denne omlægning kan få betydning både for driften af anlæggene og for beslutningen om erstatningsbyggeri, når anlæggene er skrottningsmodne. Den finansielle støtte gives, så længe kraftvarmeanlægget er i drift eller erstattes af et tilsvarende anlæg. Støtten gives i 20 år fra etableringstidspunktet, dog mindst til 2018. Det er på denne baggrund antaget, at når de danske decentrale værker skrottes (lige før eller lige efter 2010), da erstattes de af tilsvarende anlæg. Den nuværende administration af varmforsyningsloven giver ikke mulighed for, at gasfyrede kraftvarmeværker udskiftes med biomassefyrede kedler.
- Decentral kraftvarme i Norge, Sverige og Finland: Norge har meget lidt fjernvarme overhovedet, og endnu mindre decentral kraftvarme. Dette antages at fortsætte uændret. Sverige har udbygget kraftigt med decentral kraftvarme fra 1997, bl.a. for at etablere erstatningskapacitet for Barsebäck. I Sverige sker dette med VE-certifikatmarkedet som incitament. Efter 2010 antages derfor en fortsat udbygning med decentral kraftvarme, hovedsagelig baseret på biomasse og affald. I Finland antages den decentrale kraftvarmeudbygning at være rent erstatningsbyggeri, da der allerede er udbygget kraftigt med kraftvarme.
- Biomasseaftalen fra 1993 er udmøntet i en række projekter på især de store kraftværker. Biomasse til elproduktion modtager støtte (fast afregningspris på 40 øre/kWh og et tilskud pr. ton halm). Støtteordningen gælder til 2010 eller 10 år fra etablering. Da biomasseaftalen som sådan imidlertid ikke er tidsbegrænset, antages støtteordningen beregningsmæssigt videreført også efter 2010. Som erstatning for skrottede anlæg på biomasse antages opført et halmfyret anlæg på 30 MW i Åbenrå efter lukning af EV3 og et halmfyret anlæg på 50 MW i København efter lukning af AMV2. Desuden antages Grenå kraftvarmeværk ved skrotning erstattet af et anlæg, der udelukkende fyrer med halm.
- Vandkraft antages videreudbygget, hovedsageligt som småskalaanlæg. I Norge regnes med 5 TWh ekstra småskala-vandkraft frem til 2020. I Sverige antages vandkraften forøget med ca. ½ TWh frem til 2020. I Finland antages ingen yderligere udbygning af vandkraften efter 2010.
- Sverige regner med – via certifikatmarkedet – at nå 10 TWh vind i 2020. De ekstra 6½ TWh antages overvejende nået v.h.a. havmøller, jf. nedenfor.
- Der regnes ikke i basisfremskrivningen med, at brintproduktion vil få nævneværdig betydning. Det samme gælder brændselsceller, mikro-kraftvarme, bølgekraft, solceller, fusion og andre ikke-kommercielle teknologier. Bølgekraft kan eventuelt blive økonomisk interessant på længere sigt, men bølgekraft vil på mange måder minde om vindkraft, både m.h.t. tidsvariationer og miljø. Derfor vil bølgekraft i

forhold til analyser af det overordnede elsystem i vidt omfang være repræsenteret af de beregninger, der foretages på vindkraft.

- Den øvrige eludbygning antages at foregå på markedsmæssige vilkår. Dvs. at investorer bygger elkapacitet, når der er privatøkonomisk incitament dertil. Analyserne i næste afsnit begrundes en udbygning med naturgasfyrede combined cycle anlæg, havmøller og renovering af nyere kulfyrede anlæg. Omfanget af udbygning med nye anlæg afstemmes i forhold til udviklingen i elprisen i en iterativ proces.

Håndtering af vandkraften.

I modelbeskrivelsen, ref. 75, er der redegjort for den anvendte vandkraftmodel. For regulerbar vandkraft (dvs. vandkraft med tilknyttet magasin) anvendes en model, hvor den indbudte vandkraftmængde i MW delvist følger variationerne i den del af elforbruget, som ikke dækkes af uregulerbar produktion. I stærkt forenklet form er modellen for den optimale³⁰ vandkraftproduktion på et bestemt tidspunkt givet ved følgende udtryk: $H(t) = 1/(n+1) * (F(t) - \langle F \rangle) + \langle T \rangle$, hvor n er antallet af konkurrerende vandkraftværker, F(t) er elforbruget til tiden t, $\langle F \rangle$ er middel-elforbruget, og $\langle T \rangle$ er middel-tilstrømningen til vandkraftmagasinet.

Den optimale indbudte vandkraftmængde afhænger bl.a. af, hvor mange økonomisk uafhængige vandkraftværker, som konkurrerer mod hinanden på elmarkedet. Jo flere konkurrerende vandkraftværker, des mere vil (bør) disse følge forbrugsvariationerne, og des mere konstant bliver den resulterende elpris. Det antages, at vandkraften i Norge, Sverige og Finland i realiteten fungerer som én producent, således at antallet af konkurrerende vandkraftværker i Norden beregningsmæssigt er 3.

Vandkraften er kun i begrænset omfang opdelt på regulerbar og uregulerbar produktion. Af ref. 77 kan udledes, at 36 % af den tilstrømmende vandmængde i Norge er uregulerbar. Det fremgår ikke af dette papir, hvor stor en del af turbineeffekten, der er tilknyttet den uregulerbare vandtilstrømning. De 36 % uregulerbar vandkraft kan ikke umiddelbart oversættes til, at 36 % af vandkraften blot producerer i takt med nedbøren. Hvis der f.eks. ligger et vandkraftværk uden lager længere nede ad en elv end et andet vandkraftværk med lager, vil en regulering af det øverste vandkraftværk (med lager) automatisk medføre en regulering på det nederste vandkraftanlæg (uden lager), men med en vis forsinkelse (den tid, det tager vandet at løbe fra det øverste til det nederste vandkraftanlæg).

Det er således kun vandkraftanlæg, der ikke er forbundet med et højereliggende lager, der er ”rigtigt” uregulerbar.

Foreløbig er der ikke fundet data, der kan opdele meningsfyldt i regulerbar og uregulerbar vandkraft, og det er således indtil videre antaget, at al vandkraften er regulerbar (dvs. forbundet med eget eller overliggende vandkraftmagasin). Dog er den danske vandkraft (ca. 10 MW) og den ekstra norske vandkraft efter 2010 (5 TWh) antaget uregulerbar.

Vindkraftudbygningen i Danmark.

For Danmark er der udarbejdet en land-vindmølleprognose baseret på den eksisterende vindmøllebestands alder og hidtidige produktion er den fremtidige installerede effekt og produktion beregnet under forudsætning af en levetid på 20 år. Det er samtidig forudsat, at

³⁰ Optimal for producenterne.

den vedtagne nye skrotningsordning dels i et vist omfang fremrykker skrotninger og dels resulterer i etablering af ny kapacitet på i alt 350 MW jævnt fordelt over perioden 2005-2009. På havet forudsættes etableret 2 nye parker på hver 200 MW med idriftsættelse i henholdsvis 2008 og 2009.

På længere sigt vil vindmøllekapaciteten blive reduceret, hvis der ikke bygges nye møller. På land er det forventningen, at der efter 2009 i en kort årrække sker en konstant udbygning på 100 MW/år og derefter 200 MW/år frem til 2030. Denne udbygning vil nogenlunde fastholde den nuværende kapacitet, når der tages højde for skrotninger af eksisterende møller med en levetid på 20 år.

For havmøller antages beslutning om nye mølleparker efter 2010 som nævnt at være en kommerciel beslutning på samme måde som bygning af et nyt gas- eller kulkraftværk. Det antages, at lidt over halvdelen af havmøllekapaciteten efter 2010 placeres i Vestdanmark og lidt under halvdelen i Østdanmark.

SO₂- og NO_x-udledning fra forskellige elproduktionsanlæg.

Oplysninger om afsvovlingsgrader og NO_x-udledning for forskellige danske produktionsanlæg er baseret på oplysninger fra Elsam og Energi E2 samt Direktivet om Store Fyringsanlæg og Bekendtgørelse 720. For produktionsanlæg i de øvrige nordiske lande er ikke indsamlet NO_x-faktorer, og afsvovlingsgraderne er skønnet til 95 % for større, fossile anlæg. NO_x-faktorerne påvirker ikke produktionsomkostningerne (idet der ikke regnes med NO_x-afgift). Afsvovlingsgraden påvirker produktionsomkostningerne i et vist omfang (og dermed lastfordelingen og elprisen).

Havari og revision.

Ramses6 benytter for hvert produktionsanlæg en sandsynlighed for, at anlægget er til revision eller havareret. Disse benyttes til at beregne forsyningssikkerhed m.m. Havari- og revisions-sandsynligheder er behæftet med nogen usikkerhed, da tal herfor kun offentliggøres i begrænset omfang³¹³². Der er gjort antagelser som i tabel 3.11, delvis baseret på data, som anvendes i Eltras SIVAEL model. Rådigheden af ledninger er angivet i tabel 3.6.

³¹ I Dansk Elforsyning Statistik 1995 refereres gennemsnitlige havarifaktorer på fra 3 til 10,8 % i perioden 1986-95. I samme periode var den gennemsnitlige rådighedsfaktor mellem 75,5 og 88,8 %. For 1995 kan dette oversættes til 8 % revision og ca. 5 % havari for kraftværkerne i gennemsnit.

³² Nordpool opgør også havarier. Tallene herfra er ikke anvendt. Dette vil kræve en vis bearbejdning.

Anlægstype	Revision (planlagt udetid)	Havari (ikke-planlagt udetid)
Damp turbine	7 %	7 % (§)
Damp turbine Combined Cycle	7 %	7 %
Gasturbine Combined Cycle	5 %	5 %
Gas-/dieselmotor	3 %	5 %
Gasturbine	3 %	5 %
Geotermisk anlæg	7 %	5 %
Varmepumpe	5 %	5 %
Elkedel	1 %	1 %
Vandkraft turbine (med lager)	3 %	3 %
Kernekraft	9 %	5 %
Vindkraft, vandkraft uden lager, solceller	(*)	(*)

Tabel 3.11. Antagelser om revision og havari, udtrykt ved den procentdel af tiden, anlægget ikke er til rådighed. (§) For visse ældre anlæg er antaget 12 % havari. Det drejer sig om HCV1-5, SMV1-5, ØKR1-4, STV1-2, FVO3, EV3 og NEV2 samt tilsvarende ældre anlæg i Sverige og Finland. (*) Disse anlægstyper kører efter fastlagte timefordelinger, hvor den årlige produktion er eksogent givet.

3.1.11 Valg af teknologi og udbygningstidspunkt for ny kapacitet.

Udbygning med ny kapacitet antages, jf. tidligere, at være en kommerciel beslutning. Denne baseres på investorers vurdering af en lang række faktorer, blandt andet:

- den (forventede) fremtidige elpris/elindtjening,
- (forventede) brændsels- og driftsomkostninger på elproduktionsanlægget,
- investeringen,
- forrentningskravet,
- den fremtidige CO₂-kvotepris, herunder antallet af gratiskvoter til nye anlæg,
- risikoen for, at andre investorer ”kommer først”,
- adgangen til kraftværkspladser, samt
- fleksibilitet af elproduktionsanlægget, f.eks. m.h.t. brændsel.

I tabel 3.12a, 3.12b og 3.12c ses de beregnede langsigtede marginalomkostninger (LRMC) for tre forskellige nye kraftværker: et naturgasfyret combined cycle kraftværk, et kulfyret kraftværk og en havmøllepark. Beregningen i tabel 3.12a gælder for norske gaskraftværker. Det er, jf. tidligere, antaget at den norske gas er 10 % billigere end gas i Danmark og Finland (mens gas i Sverige antages 10 % dyrere). Til gengæld er fjernvarmemarkedene væsentligt større i disse lande, hvilket i et vist omfang kompenserer økonomisk for den dyrere gas (dette eftervises i sidste ende ved beregning af konkrete cash-flow). Ved etablering i 2010 bliver LRMC ca. 26 øre/kWh (med dette års gaspris). I 2025 bliver LRMC ca. 30 øre/kWh (med dette års gaspris). Beregningen i tabel 3.12b gælder for kulfyrede kondensværker og 3.12c for havmølleparker.

Der er antaget en realrente på 10 %. Renten udtrykker bl.a. risikoen. Denne kan i praksis være forskellig fra investor til investor, og renten er derfor kilde til usikkerhed³³.

I beregningen indgår værdien af gratiskvoter til nye elproducenter. Disse indregnes som et fast årligt tilskud pr. MW elkapacitet, mens det faktiske forbrug af kvoter (beregnet ud fra aktuel drifttid, virkningsgrad og anvendt brændsel) er en udgift.

Ifølge Lov 493 af 9. juni 2004 om CO₂-kvoter modtager nye elproduktionsanlæg 1710 kvoter pr. MW installeret elkapacitet i Danmark. Herudover tildeles 350 kvoter pr. MW installeret varmekapacitet. Norge er ikke en del af EU-kvotesystemet i 2005-7 men antages at tiltræde fra 2008. De norske regler om tildeling af kvoter til nye producenter er p.t. ikke kendt. I Sverige gives kun gratiskvoter til nye producenter, hvis de er kraftvarmeværker. Niveaueet for gratistildelingen er ca. 80 % af det danske. I Finland gives ca. 20 % flere gratiskvoter end i Danmark.

Tildelingen af gratiskvoter efter 2007 er ikke kendt. I basisfremskrivningen er der gjort en beregningsteknisk antagelse om, at der til ny fossil elkapacitet tildeles 25 % af de 1710 kvoter, der tildeles i Danmark i perioden 2005-7. I denne beregningstekniske antagelse er forudsat en international harmonisering af gratistildelingen, uanset at denne vil kræve en indsats at opnå.

År	Virkningsgrad	Investering	D&V	Brændsel	Kvoter	Total
		kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh
2010	60 %	96,3	29,1	232,0	38,5	396
2011	60 %	96,3	29,1	230,9	38,3	395
2012	60 %	96,3	29,1	230,0	38,2	393
2013	60 %	96,3	29,1	229,1	38,1	393
2014	61 %	96,3	29,1	228,2	37,9	391
2015	61 %	96,3	29,1	227,3	37,8	390
2016	61 %	96,3	29,1	226,4	37,7	389
2017	61 %	96,3	29,1	225,5	37,5	388
2018	61 %	96,3	29,1	224,6	37,4	387
2019	61 %	96,3	29,1	223,7	37,3	386
2020	61 %	96,3	29,1	222,8	37,2	385
2021	62 %	96,3	29,1	222,7	37,0	385
2022	62 %	96,3	29,1	222,6	36,9	385
2023	62 %	96,3	29,1	222,5	36,8	385
2024	62 %	96,3	29,1	222,7	36,7	385
2025	62 %	96,3	29,1	222,7	36,5	385
2026	62 %	96,3	29,1	222,6	36,4	384
2027	63 %	96,3	29,1	222,4	36,3	384
2028	63 %	96,3	29,1	222,3	36,2	384
2029	63 %	96,3	29,1	222,2	36,1	384
2030	63 %	96,3	29,1	222,0	35,9	383

Tabel 3.12a. Langsigtede marginalomkostninger for nyt, naturgasfyret combined cycle kondensværk med 5000 fuldlasttimer, opført i perioden 2010 til 2030. Norske gaspriser (inkl.

³³ De 10% svarer til den rente, der i visse beregninger anvendes i Balmorel.

køb af CO₂-kvoter). Realrente: 10 %. Afskrivningstid: 20 år. Gratiskvoter til nye elproduktionsanlæg: 25 % af 1710 kvoter pr. MW pr. år. Teknologidata: Ref. 70.

	Virkningsgrad	Investering	D&V	Brændsel	Kvoter	Total
		kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh
2010	51 %	210,0	44,7	103,3	87,8	446
2011	51 %	210,0	44,7	102,8	87,4	445
2012	51 %	210,0	44,7	102,3	87,0	444
2013	52 %	210,0	44,7	102,0	86,6	443
2014	52 %	210,0	44,7	101,5	86,2	442
2015	52 %	210,0	44,7	101,0	85,8	442
2016	52 %	210,0	44,7	100,5	85,5	441
2017	52 %	210,0	44,7	100,0	85,1	440
2018	53 %	210,0	44,7	99,5	84,7	439
2019	53 %	210,0	44,7	99,1	84,3	438
2020	53 %	210,0	44,7	98,6	84,0	437
2021	53 %	210,0	44,7	98,1	83,6	436
2022	53 %	210,0	44,7	97,7	83,2	436
2023	54 %	210,0	44,7	97,2	82,9	435
2024	54 %	210,0	44,7	96,7	82,5	434
2025	54 %	210,0	44,7	96,3	82,2	433
2026	54 %	210,0	44,7	95,9	81,8	432
2027	54 %	210,0	44,7	95,4	81,5	432
2028	55 %	210,0	44,7	95,0	81,1	431
2029	55 %	210,0	44,7	94,6	80,8	430
2030	55 %	210,0	44,7	94,1	80,4	429

Tabel 3.12b. Langsigtede marginalomkostninger for nyt, kulfyret kondensværk med 5000 fuldlasttimer, opført i Danmark perioden 2010 til 2030. Realrente: 10 %. Afskrivningstid: 20 år. Brændselsomkostninger er inkl. køb af CO₂-kvoter. Gratiskvoter til nye elproduktionsanlæg: 25 % af 1710 kvoter pr. MW pr. år³⁴. Teknologidata: Ref. 70.

³⁴ Der er set bort fra ”varmekvoterne”, da der er tale om et kondensanlæg.

	Spec.Invest	Invest	D&V	Tilskud	Total
	Mkr/MW	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh
2010	8,2	252,0	82,0	-110,3	224
2011	8,2	250,8	80,5	-110,3	221
2012	8,1	249,7	79,0	-110,3	218
2013	8,1	248,5	77,5	-110,3	216
2014	8,0	247,4	76,0	-110,3	213
2015	8,0	246,3	74,5	-110,3	210
2016	8,0	245,1	73,0	-110,3	208
2017	7,9	244,0	71,5	-110,3	205
2018	7,9	242,8	70,0	-110,3	203
2019	7,9	241,7	68,5	-110,3	200
2020	7,8	240,5	67,1	-110,3	197
2021	7,8	239,4	65,6	-110,3	195
2022	7,7	238,2	64,1	-110,3	192
2023	7,7	237,1	62,6	-110,3	189
2024	7,7	235,9	61,1	-110,3	187
2025	7,6	234,8	59,6	-110,3	184
2026	7,6	233,7	58,1	-110,3	181
2027	7,6	232,5	56,6	-110,3	179
2028	7,5	231,4	55,1	-110,3	176
2029	7,5	230,2	53,6	-110,3	174
2030	7,5	229,1	52,2	-110,3	171

Tabel 3.12c. Langsigtede marginalomkostninger for havmøllepark i Danmark med 3820 fuldlasttimer, opført i perioden 2010 til 2030. Realrente: 10 %. Afskrivningstid: 20 år. Teknologidata: Ref. 70.

Tabel 3.12a, 3.12b og 3.12c kan ikke umiddelbart sammenlignes, idet forskellige produktionsprofiler for de forskellige anlæg medfører forskelle i indtjening.

Et fossilt kraftværk på markedsvilkår modtager ofte i gennemsnit en elpris, der er højere end den gennemsnitlige spotpris. Dette skyldes, at de fossile kraftværker kører mere i perioder med høj elpris end i perioder med lav elpris. Hertil kommer, at fossile kraftværker i et eller andet omfang kan tjene penge ved at levere regulerkraft. Den ekstra indtjening i forhold til den gennemsnitlige spotpris varierer fra værk til værk og fra år til år. Som et groft skøn antages en ekstraindtjening på 1 øre/kWh.

En havmøllepark modtager (omkring 2015) i gennemsnit en elpris, der ligger ~3 øre/kWh lavere end den gennemsnitlige markedspris. Dette skyldes vindmøllernes egen påvirkning af elprisen kombineret med begrænset overføringskapacitet til vandkraftlagrene i Norge og Sverige. Hertil kommer, at havmøllerne skal købe regulerkraft for at tage højde for vindens uforudsigelighed. Som et groft skøn antages en indtjening på i gennemsnit 5 øre/kWh lavere end den gennemsnitlige spotpris.

Når LRMC i tabel 3.12a, 3.12b og 3.12c sammenlignes, skal der således tages højde for forskellen i den faktiske indtjening. I tabel 3.13 er der foretaget en sådan sammenligning, hvor produktionsomkostningerne fra tabel 3.12a og 3.12b er korrigeret ned med 1 øre/kWh, og

produktionsomkostningerne fra tabel 3.12c er korrigeret op med 5 øre/kWh. De korrigerede produktionsomkostninger i tabel 3.13 kan sammenlignes direkte med den gennemsnitlige spotpris, forstået på den måde, at når spotprisen er højere end elpriserne i tabel 3.13, da ”bør” investorerne opføre ny kapacitet.

År	NGCC	KulKad	Havmøller
2010	39 øre/kWh	43 øre/kWh	27 øre/kWh
2020	38 øre/kWh	42 øre/kWh	25 øre/kWh

Tabel 3.13. Sammenligning af korrigerede, langsigtede produktionsomkostninger (LRMC*) for tre anlægstyper i 2010 og 2020.

Beregningen viser, at LRMC* er væsentligt højere for kulfyrede værker end for gasfyrede værker og havmøller. Hertil kommer, at investeringen er mindre i gasfyrede anlæg, og at byggetiden er kortere. Man kunne på den baggrund antage, at investorer vil vælge nye gasfyrede frem for nye kulfyrede anlæg. Dette harmonerer med oplysninger fra IEA³⁵ om, at 75 % af den ordrede kapacitet i verden i dag er gasfyret.

Ud over bygning af nye elproduktionsanlæg kan investorerne vælge at renovere eller levetidsforlænge eksisterende anlæg. Omkostningerne herved afhænger af det konkrete anlæg og af omfanget af renowingen/levetidsforlængelsen. Jo flere penge, der investeres, des længere bliver restlevetiden, og des bedre bliver virkningsgraden af det renoverede/levetidsforlængede anlæg. Det antages som beregningsmæssig forudsætning, at de mest relevante anlæg vil være nyere, kulfyrede anlæg (fra firserne eller senere), at disse koster 4 mio. kr. pr. MW at levetidsforlænge i 20 år, og at elvirkningsgraden herved forøges 1-2 %-points. I tabel 3.9 og 3.15 er angivet hvilke anlæg, som i basisfremskrivningen antages renoveret/levetidsforlænget.

Med disse antagelser bliver renoveringer/levetidsforlængelser økonomisk acceptable med basisfremskrivningens brændselsprisforudsætninger (i modsætning til bygning af nye kulfyrede anlæg, der er dyrere end bygning af nye gasfyrede anlæg). Eksistensen af en andel kulfyrede anlæg med mulighed for skift til f.eks. biomasse giver en vis fleksibilitet i forhold til svingende brændselspriser og nedbør.

De konkrete antagelser vedr. udbygningen med kapacitet beskrives nærmere i del 2.

³⁵ Fatih Birol 29/10 04.

3.1.12 Elpriser og eltilskud.

Markedsprisen for el beregnes af Ramses6. Men modellen bruger også data for elpriser til anlæg, der ikke eller kun delvist sælger til markedspris. F.eks. tretidstarif, faste afregningspriser til vindmøller, tilskud til biomasseanlæg m.m.

Danmark:

- Tretidstariffen: Elafregningsprisen til decentrale kraftvarmeværker er fastsat³⁶ som en tretidstarif. Denne består af et bidrag, der reguleres med inflationen plus et bidrag, der reguleres efter kulprisen. Prisen i 2002 er sat til 29 øre/kWh ved 8760 timers benyttelsestid. Timevariationerne for tretidstariffen specificeres særskilt (se et senere afsnit). Fra 2005 er det antaget³⁷, at decentrale kraftvarmeværker på naturgas og affald over 10 MW overgår til markedspris, og at tretidstariffen erstattes af et finansielt tilskud. Fra 2007 antages det samme at ske for værker mellem 5 og 10 MW.
- Vindmølleafregningsprisen afhænger af møllernes etableringstidspunkt, mølletypen og ejeren. Lidt forenklet gælder: Eksisterende møller på overgangsordninger modtager 48 eller 60 øre/kWh i en periode. Afregningsprisen for nye møller er markedspris plus 10 øre/kWh. Desuden modtages et balanceringsstillæg på 2,3 øre/kWh. Beregningsteknisk antages for alle møller, at de byder ind på markedet med et tilskud på 10+2,3 øre/kWh. Denne beregningsforudsætning undervurderer elindtægten for visse eksisterende møller - men påvirker ikke driften, elprisen på markedet m.m.
- Der ydes 17 øre/kWh³⁸ til en række eksisterende biogas-, vandkraft-, solcelle- og biogasanlæg samt øvrig biomasse (ud over tretidstariffen). Afregningsprisen til nye biogasanlæg m.m. er ved 29. marts 2004-aftalen fastsat til 60 øre/kWh i 10 år, herefter 40 øre i 10 år.
- Halm og træ til elproduktion: Der er med lov 478 fastsat en afregningspris for el på biomasse på 40 øre/kWh. Hertil kommer et tilskud pr. tons biomasse, som fastsættes individuelt fra anlæg til anlæg. Disse regler gælder anlæg omfattet af biomassepålægget af december 1993. For anlæg under biomassepålægget, der delvist fyrer med biomasse beregnes elafregningsprisen pro rata. Umiddelbart gælder afregningsreglerne kun frem til 2010. Biomassepålægget er imidlertid ikke begrænset til 2010. Det er derfor beregningsteknisk antaget, at de 40 øre/kWh fortsættes efter 2010.
- Elproduktionstilskud: Eksisterende naturgasbaserede decentrale kraftvarmeværker med en samlet elkapacitet på 25 MW eller derunder får tilskud på 8 øre pr. kWh til elproduktionen – op til en årlig elproduktion på 8 GWh³⁹. Elproduktionstilskuddet lægges oven i tretidstariffen. Affaldsbaseret kraftvarme modtager tilskud på 7 øre pr. kWh⁴⁰ til hele elproduktionen.

Sverige har indført et VE-certifikatmarked. Salgsprisen for VE-produceret el i Sverige regnes på denne baggrund som markedsprisen plus VE-bevis. Det er antaget, at værdien af VE-beviset er 10 øre/kWh i faste priser. Herved bliver svenske og danske vindmøller nogenlunde ligestillet. Hvis værdien af certifikaterne er noget andet end 10 øre/kWh, har det indflydelse

³⁶ Bekendtgørelse 786 af 21. august 2000.

³⁷ Politisk aftale af 29. marts 2004.

³⁸ Bekendtgørelse 1364 af 20. december 2000 om pristillæg til elektricitet fra visse vedvarende energianlæg.

³⁹ Barmarksværker er ikke omfattet af grænsen på 8 GWh.

⁴⁰ Anlæg under 3 MW modtager dog 10 øre/kWh.

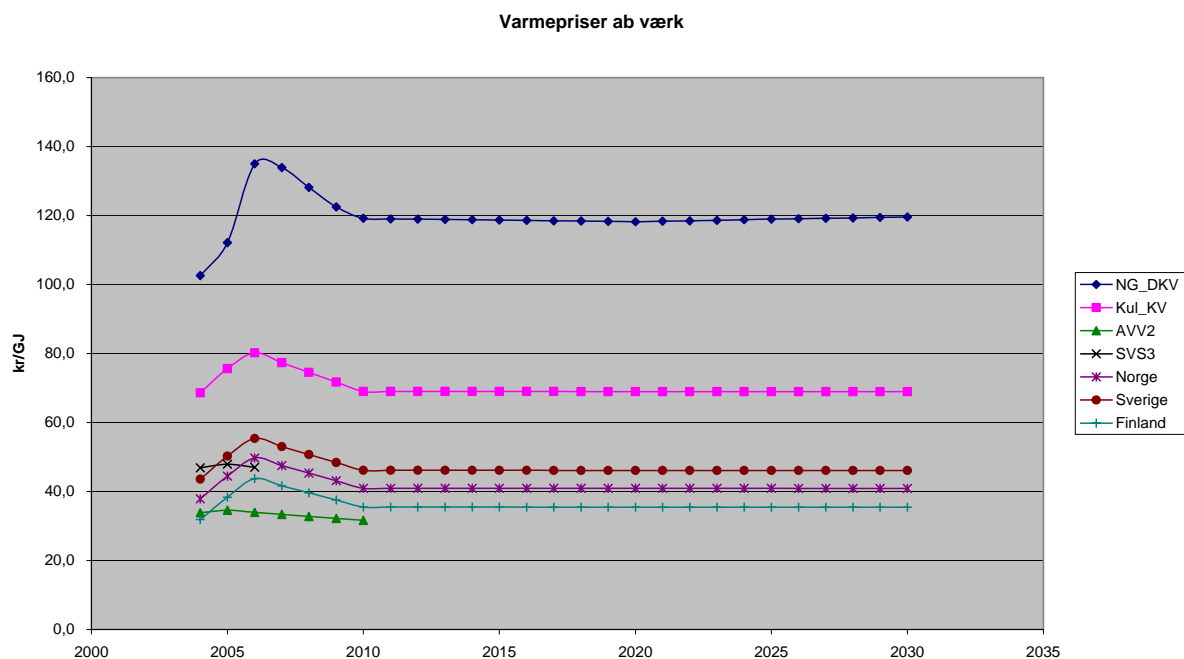
på indtjeningen fra de svenske VE-anlæg – men begrænset betydning for lastfordelingen og den resulterende elpris. Elcertifikatprisen har i 2003-2004 ligget på omkring 3 svenske øre/kWh. Dette vurderes imidlertid som utilstrækkeligt til at frembringe nye investeringer (ref. 88).

Norges eventuelle tilslutning til det svenske VE-bevismarked er stillet i bero. Beregningsteknisk antages VE-tilskuddet i Norge og Finland identisk med VE-tilskuddet i Sverige.

3.1.13 Fjernvarmepriser.

Ramses6 benytter fjernvarmesalgsprisen år for år for anlæg, der leverer fjernvarme. Denne har betydning for bl.a. kraftvarmeværkernes elproduktionspris og dermed en vis betydning for dannelsen af markedsprisen på Nordpool. Desuden har den betydning for varmeproducenternes samlede indtjening. Hvert fjernvarmeproduktionsanlæg har en varmesalgspris, som antages konstant inden for et givet år.

Det er vurderet som praktisk umuligt at skaffe faktiske, kontraktmæssige varmesalgspriser af værk for alle anlæg. I stedet er udarbejdet syntetiske varmesalgspriser baseret på brændselspriserne og nogle overordnede beregningsprincipper. Figur 3.7 og tabel 3.14 viser de anvendte varmepriser.



Figur 3.7. Varmepriser ab værk i basisfremskrivningen.

	NG_DKV	Kul_KV	AVV2	SVS3	Norge	Sverige	Finland
Year	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ	kr/GJ
2004	102,6	68,6	81,8	33,8	46,8	37,8	43,6
2005	112,2	75,6	89,1	34,5	47,9	44,5	50,2
2006	135,0	80,2	93,5	34,0	47,0	49,7	55,4
2007	133,9	77,3	90,3	33,3	#I/T	47,5	53,0
2008	128,1	74,5	87,2	32,7	#I/T	45,3	50,7
2009	122,5	71,7	84,2	32,2	#I/T	43,1	48,4
2010	119,2	69,0	81,2	31,6	#I/T	40,9	46,1
2011	119,0	69,0	81,2	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2012	118,9	69,0	81,2	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2013	118,9	69,0	81,2	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2014	118,8	69,0	81,2	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2015	118,7	69,0	81,2	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2016	118,6	69,0	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2017	118,5	69,0	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2018	118,4	69,0	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2019	118,3	69,0	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2020	118,2	69,0	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2021	118,3	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2022	118,5	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2023	118,6	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2024	118,8	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2025	119,0	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2026	119,1	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2027	119,2	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2028	119,3	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2029	119,5	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1
2030	119,6	68,9	81,1	#I/T	#I/T	40,9	46,1

Tabel 3.14. Varmepriser ab værk i basisfremskrivningen (inkl. afgiftsbetaling).

Uddybende forklaringer til tabel 3.14:

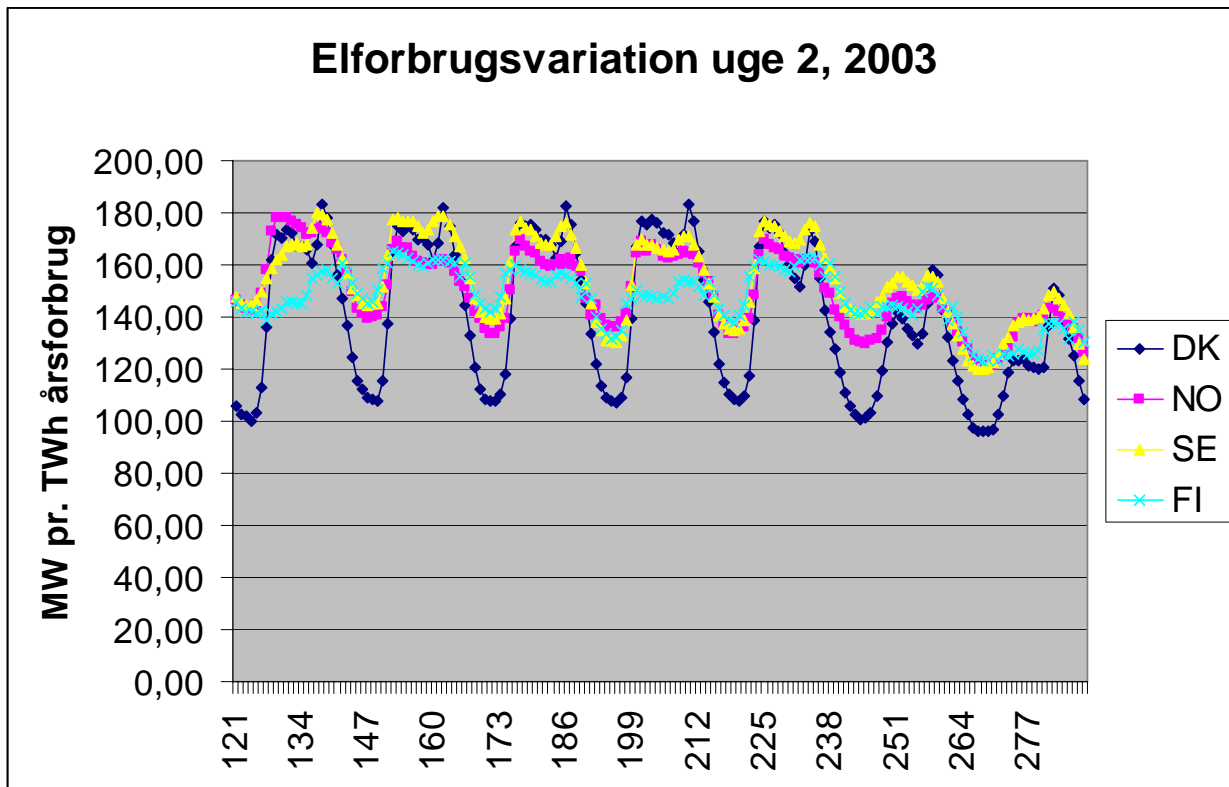
- NG_DKV er den antagne varmepris i mindre fjernvarmeområder i Danmark. Den er beregnes som storforbrugertariffen for naturgas inklusiv afgift, divideret med 0,965. Dvs. den varmepris en gaskedel med 96,5% virkningsgrad kunne levere til. Hertil er lagt 3 kr/GJ til dækning af kraftvarmeproducentens øvrige omkostninger. Denne varmepris anvendes for såvel naturgasfyrede som andre decentrale anlæg og almindelige fjernvarmekedler.
- Kul_KV er den antagne varmepris i centrale kraftvarmeområder i Danmark.. Den er beregnet som $\frac{1}{2} * 0,15 / 0,4 * (\text{Kulpris}) + \frac{1}{2} / 0,9 * (\text{Fueloliepris}) + 3$. Kulprisen og fuelolieprisen er regnet inkl. afgift. Denne beregningsformel svarer nogenlunde til varmeprisen ved delt kraftvarmefordel, hvor et kulfyret kraftvarmeværk leverer til et område, hvis varmforsyningsalternativ er fueloliebaseret fjernvarme. Der er tillagt 3 kr/GJ til dækning af kraftvarmeproducentens øvrige omkostninger ved varmelevering. Denne varmepris anvendes for alle anlæg, der leverer varme til centrale kraftvarmeområder i Danmark. Dog med undtagelse af AVV2 og SVS3 i en periode.

- AVV2 er den forudsatte varmesalgspris fra AVV2 i perioden til og med 2010, hvor varmemeforbrugerne får hele kraftvarmefordelen, og hvor varmevirkningsgraden er 270%.
- SVS3 er den forudsatte varmesalgspris fra SVS3 i perioden til og med 2006, hvor varmemeforbrugerne får hele kraftvarmefordelen, og hvor varmevirkningsgraden er 186%.
- ”Norge” er den varmepris, norske fjernvarmeproduktionsanlæg antages at modtage. Den er beregnet efter samme princip som Kul_KV, blot er anvendt norske energifgifter.
- ”Sverige” er den varmepris, svenske fjernvarmeproduktionsanlæg antages at modtage. Den er beregnet efter samme princip som Kul_KV, blot er anvendt svenske energifgifter.
- ”Finland” er den varmepris, svenske fjernvarmeproduktionsanlæg antages at modtage. Den er beregnet efter samme princip som Kul_KV, blot er anvendt finske energifgifter.
- Kvotepriisen er ikke indregnet i varmeprisen. I Danmark sikrer lovgivningen varmemeforbrugerne mod prisstigninger som følge af kvoteregulering.

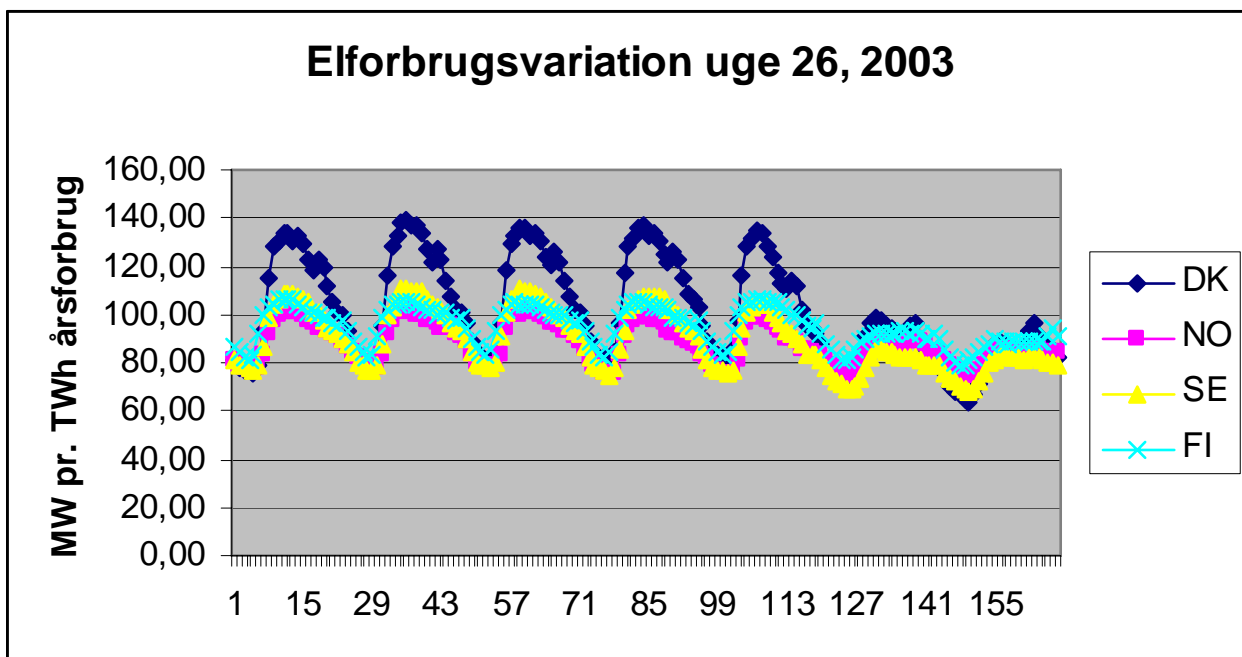
3.1.13 Timevariationer.

Ramses6 benytter timeværdier for variationer i en række forskellige fysiske størrelser, hvor årsværdien er givet (i TWh eller GWh), og timeværdien (i MW) skal beregnes herudfra.

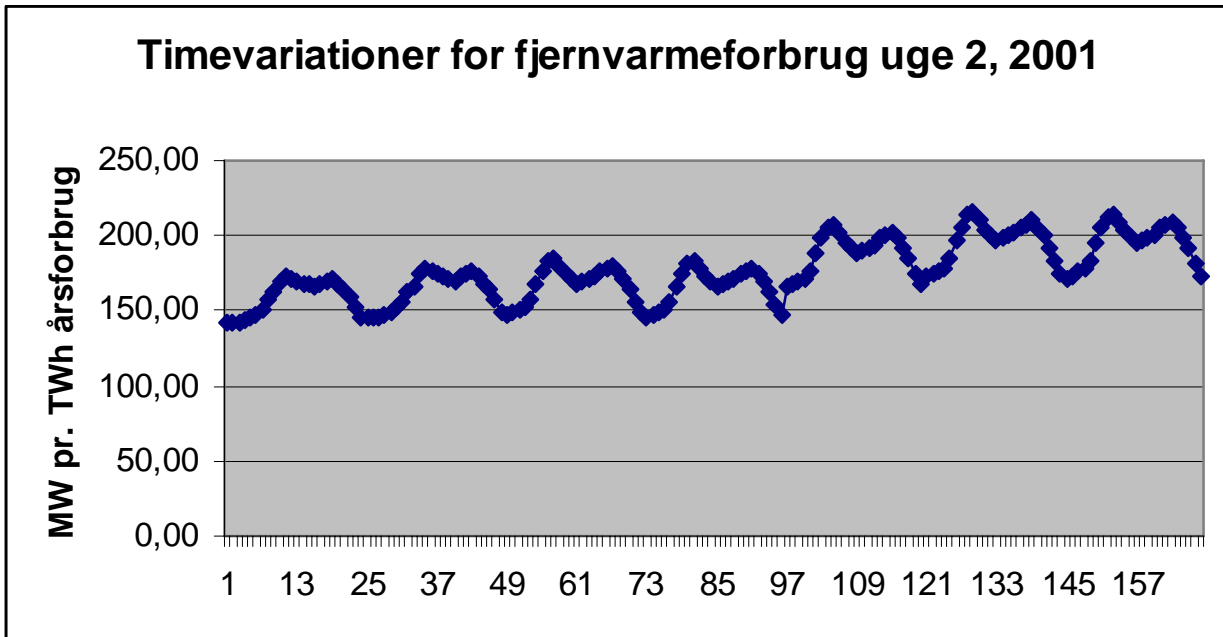
- Elforbrug: Årsværdien af elforbruget er givet i TWh. For en konkret time fås elforbruget ved tabelopslag. Der benyttes aktuelle forbrugsvariationer i Danmark, Norge, Sverige og Finland for 2003. Timevariationer for elforbruget stammer fra Nordpools FTP-server. Se figur 3.8a og 3.8b.
- Fjernvarmeforbrug: Timevariationer for fjernvarmeforbruget er konstrueret af RISØ, baseret på en tidsserie fra CTR for 2001. Der benyttes samme forbrugsvariationer i Danmark, Norge, Sverige og Finland. Se figur 3.9.
- Landvindkraft: Timevariationerne stammer fra Eltras samlede vindkraftproduktion i 2003. Disse er anvendt for al landvindkraft i hele Norden. Kilde: www.eltra.dk. Se figur 3.10. Den årlige benyttelsestid for landvindkraft bliver 2076 timer.
- Havvindkraft: Timevariationerne baseres på målinger af vindhastigheden ved Horns Rev i 2003 og herefter omsat til elektrisk effekt v.h.a en power curve. Kilde: RISØ. Se figur 3.10. Den årlige benyttelsestid for landvindkraft bliver 3820 timer.
- Vandkrafttilstrømning til vandkraftmagasiner: Hentet fra Faktaheftet (ref. 68). Se figur 3.11.
- Solceller: Timevariationerne stammer fra ref. 69. Der er p.t. stort set ingen solceller i basisfremskrivningen.
- Industrikraft. Syntetisk tidsserie skabt ud fra en antagelse om treholdsskift. Se figur 3.12.
- Tretidstarif: Se figur 3.13.



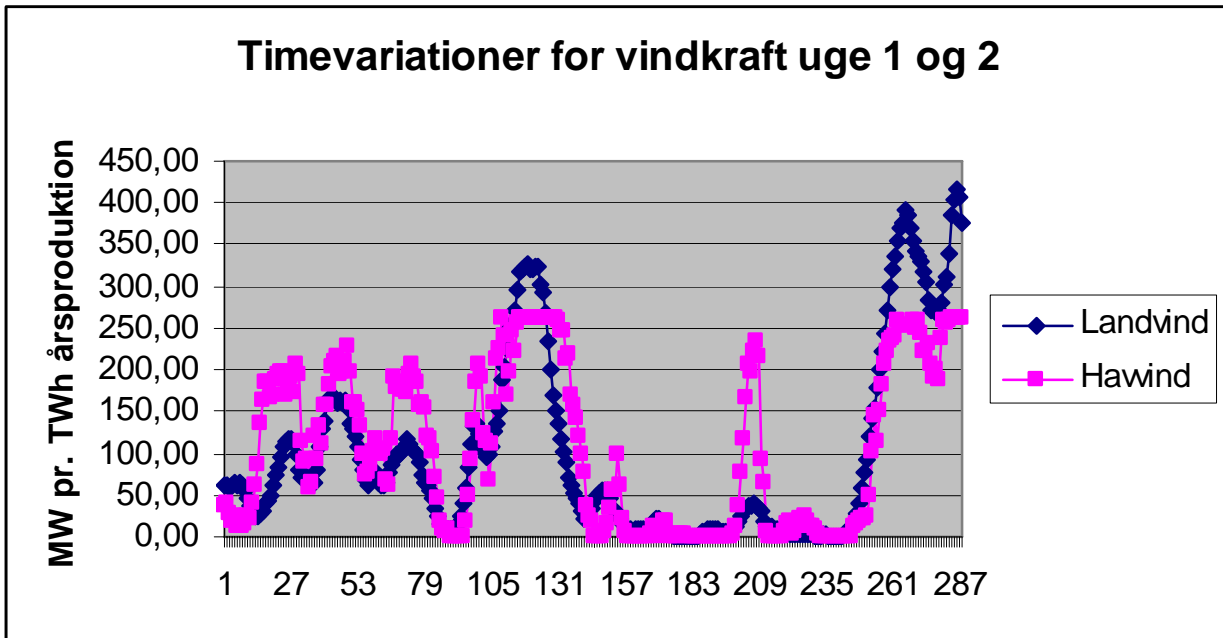
Figur 3.8a. Den relative elforbrugsvariation i de nordiske lande i uge 2 af 2003 (time 121 til 288). Forbrugsvariationerne er normeret, så de svarer til 1 TWh årligt elforbrug. Middelforbruget på årsbasis er ca. 114 MW.



Figur 3.8b. Den relative elforbrugsvariation i de nordiske lande i uge 26 af 2003 (time 4321 til 4488). Forbrugsvariationerne er normeret, så de svarer til 1 TWh årligt elforbrug. Middelforbruget på årsbasis er ca. 114 MW.

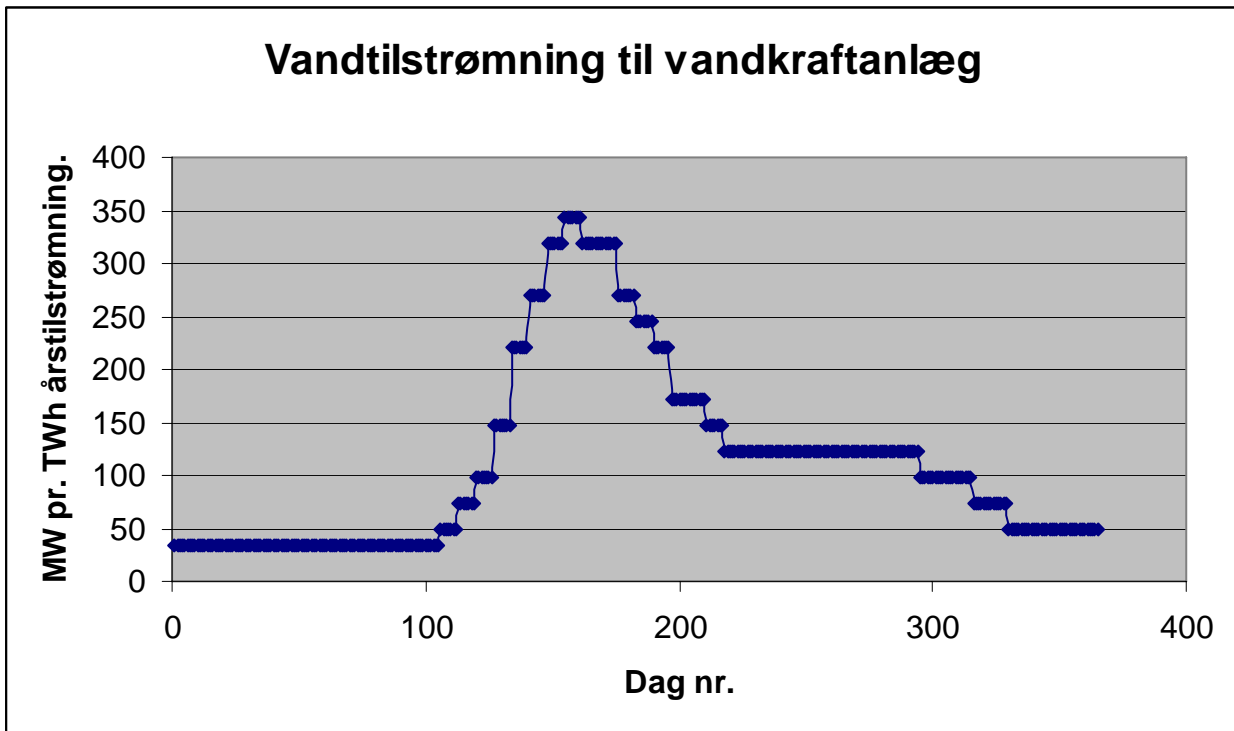


Figur 3.9. Den relative fjernvarmeforbrugsvariation i uge 2 (time 121 til 288). Forbrugsvariationerne er normeret, så de svarer til 1 TWh årligt fjernvarmeforbrug. Middelforbruget på årsbasis er ca. 114 MW. Kilde: RISØ og CTR.

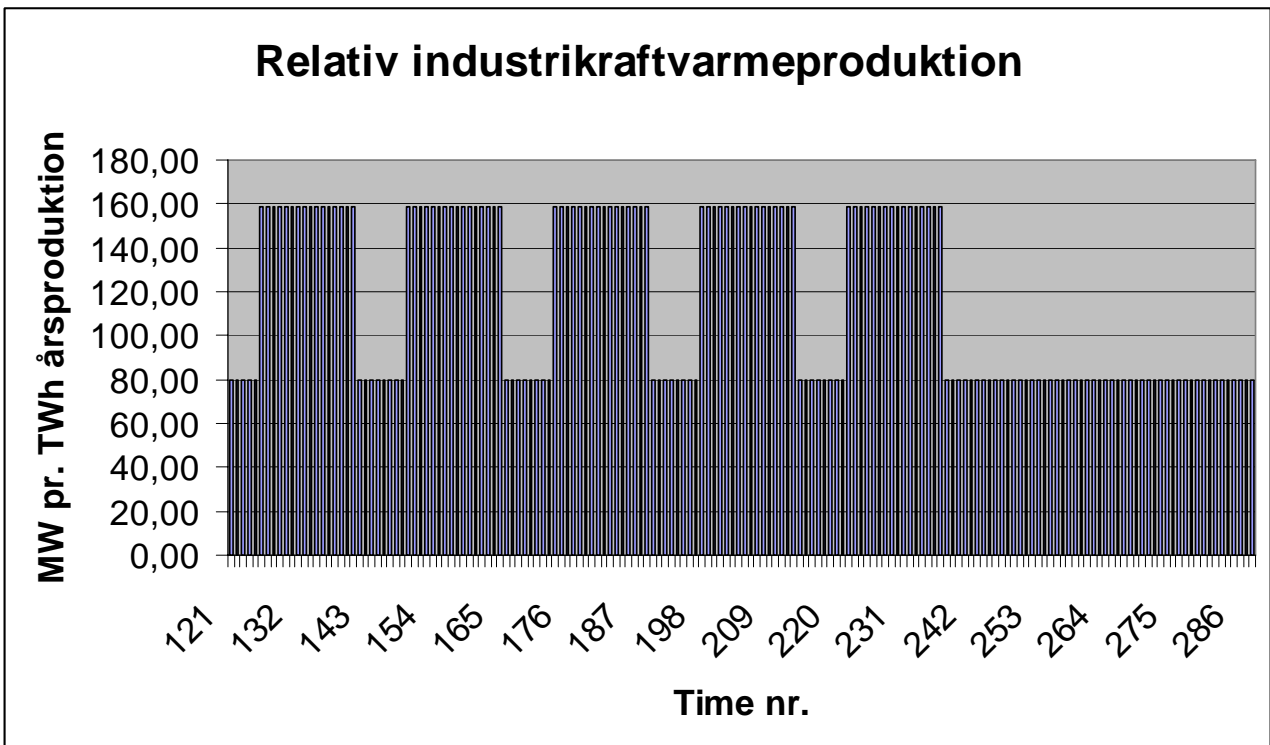


Figur 3.10. Den relative produktion fra land- og havvindmøller i time 1 til 288. Normeret, så årsproduktionen er 1 TWh. Kilde. Eltra og RISØ.

Timevariationerne i figur 3.10 anvendes på alle møller. Der ses derfor bort fra midlingseffekten ved geografisk spredning af møllerne (ud over den effekt, som allerede er indregnet for landmøller). Hermed bliver de beregnede vindmøllevariationer i Norden kraftigere end i virkeligheden.



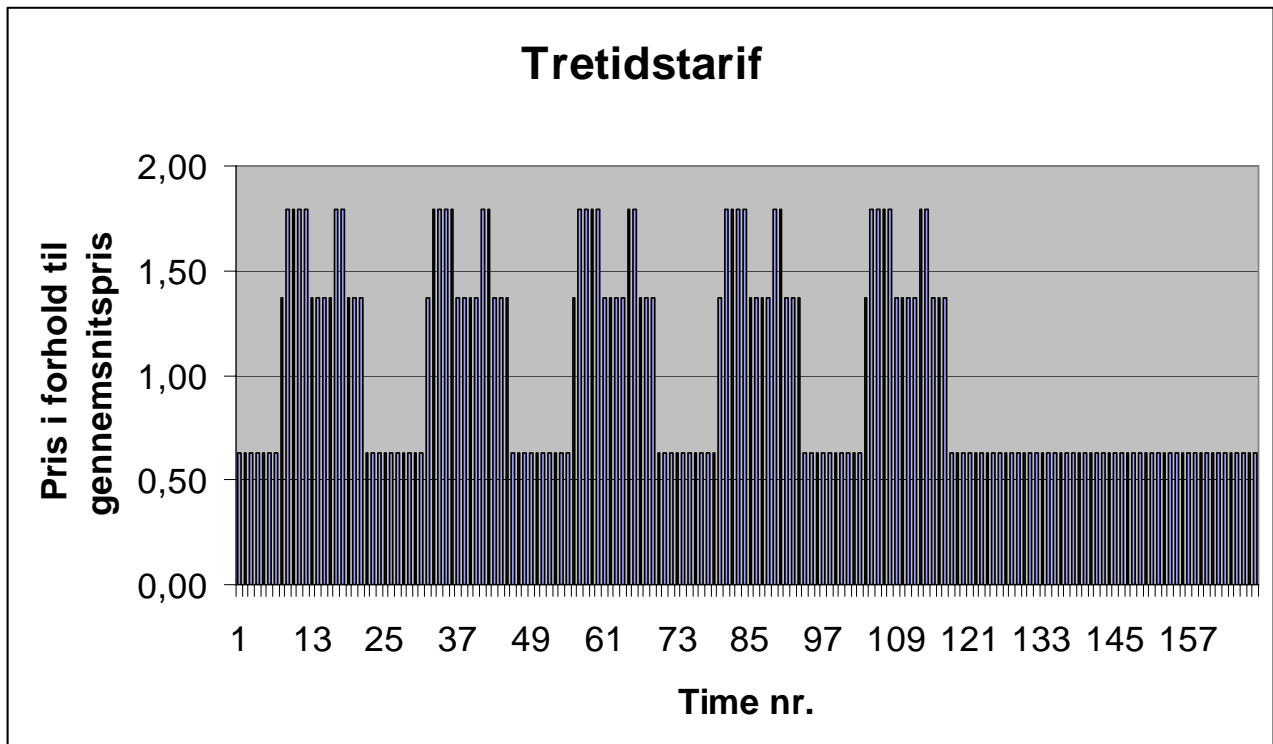
Figur 3.11. Den relative vandtilstrømning til vandkraftanlæg over et normalår. Beregnet i MW ved 1 TWh årlig tilstrømning.



Figur 3.12. Den relative industrikraftvarmeproduktion for en tilfældig uge. Beregnet i MW ved 1 TWh årlig produktion (treholdsskift).

Endvidere anvendes timevariationer for en række elpriser eller tilskud:

- PSO: Tretidstariffen til decentrale kraftvarmeværker beregnes som en gennemsnitspris gange en relativ timeværdi. Timevariationerne er konstrueret ud fra en kalender og de gældende regler for tretidstariffen – med afrunding til hele timer. Se figur 3.13.
- PSO7 og PSO8: Tretidstariffen inklusiv elproduktionstilskud.



Figur 3.13. Tretidstariffen for decentrale kraftvarmeværker, der ikke sælger el til markedspris. Prisen er angivet time for time over en uge i forhold til en gennemsnitspris (ved 8760 benyttelsestimer) på 1, startende med en mandag.

3.1.14 Variationer i forhold til normalår.

Ramses6 benytter data, der specificerer de enkelte års afvigelse fra ”normale” vind- og vand-år. I 1998 var vindkraftproduktionen eksempelvis 114 % af, hvad den ville have været i et normalår, mens den i 2001 kun lå på 90% af normalen.

Tilsvarende varierer tilstrømningen til vandkraftmagasinerne en del fra år til år. Eksempelvis var vandtilstrømningen 18 % over normalen i 2000, mens den var 27 % under normalen i 1996.

Der regnes i basisfremskrivningen som udgangspunkt med normale vind- og vand-år. I 2004 gøres dog en undtagelse: På grund af tøråret i 2003 var fyldningsgraden af vandkraftmagasinerne ved indgangen til 2004 under de normale 70 %. I Norge var fyldningsgraden ca. 55 %, og i Sverige lige under 50 %. Dette svarer til en manglende energimængde på omkring 20 TWh i forhold til normalen. Dette modelleres ved i 2004 (det første beregningsår) at lade tilstrømningen være 5 % under normalen, således at 5% af den antagne normalårstilstrømning i 2004 anvendes til at bringe lagerfyldningen tilbage til normalen.

3.2. RESULTATER.

3.2.1 Udbygnings”plan” for ny kapacitet.

I basisfremskrivningen er foretaget en kørsel på perioden 2005-2030 med 3 timers tidsskridt og deterministisk havariforløb⁴¹.

Beregningen er foretaget iterativt i flere trin: Først gennemregnes elsystemet uden ny kapacitet ud over den, der er beskrevet i del 1 og med de skrotningsforudsætninger, der er beskrevet i del 1. Dernæst udarbejdes en udbygnings”plan” (UP) med 400 MW gasfyrede combined cycle anlæg, renoverede kulfyrede anlæg og 200 MW havvindmølleparker ud fra et gæt på, hvornår disse bliver rentable. Det må antages, at investorer vil gå efter kraftvarmemarkeder, hvis disse findes. Det betyder, at nye gasfyrede værker vil have en tendens til at blive placeret i varmeområder, hvor der er et udækket ”behov” for kraftvarme. Det antages, at investorerne ikke indretter deres udbygning efter, hvor forsyningssikkerheden er dårligst. Det antages dog, at myndigheder og systemoperatører vil være mere motiverede til at fremskaffe kraftværkspladser, når forsyningssikkerheden er truet, hvorfor udbygningen i et vist omfang alligevel vil tilgodese områder med lav forsyningssikkerhed. Systemet regnes igennem igen, og indtjeningen på de nye anlæg undersøges. Hvis indtjeningen er ”for god”, laves en ny UP med flere nye anlæg. Hvis indtjeningen er ”for dårlig”, laves en ny UP med færre nye anlæg. Således fortsættes, indtil der er fundet en UP, der netop giver de nye anlæg en tilstrækkelig indtjening til, at de er privatøkonomisk rentable. UP tager altså sigte på at ramme en udbygning, der medfører en elpris, som berettiger denne udbygning. Den resulterende UP ses i tabel 3.15.

Ud over de større anlæg, der indgår i UP i tabel 3.15 antages opført to 25 MW gasturbiner i Elkraft som erstatning for Kyndbyværket, når dette skrottes. Disse anlæg skal sikre, at Elkraft kan starte fra dødt net – men kan også indgå til levering af spidslast og regulerkraft. Endvidere er antaget bygning af to mellemstore biomasseanlæg (i København og Åbenrå) til erstatning for skrottede anlæg, der fyrer med biomasse (af hensyn til opretholdelse af biomasseaftaget ifølge biomassepålægget).

Det understreges, at den valgte UP dels er en blandt mange mulige, dels at der ikke er tale om en plan – forstået som en normativ udbygning, der besluttet af en eller anden myndighed. Der er alene tale om et gæt på, hvad private investorer vil bygge ud fra kommercielle overvejelser.

UP indebærer udbygning overvejende med dampturbineanlæg, herunder renoveringer af eksisterende dampturbineanlæg. Disse anlæg antages at kunne køre på biomasse og/eller kul i variable forhold. Udbygningen med gasfyret combined cycle antages forholdsvist begrænset på grund af den relativt høje gaspris. Den kraftige kapacitetsudbygning i Sverige sidst i perioden skyldes især kernekraftafviklingen. Desuden udbygges med 11 havmølleparker i Danmark (ud over udbudsparkerne), 5 i Norge og 10 i Sverige og 3 i Finland.

⁴¹ Deterministiske havariforløb er valgt af hensyn til reproducérbarheden. Den er nyttig, når to beregninger med lidt forskellige forudsætninger skal sammenlignes. Hvis der bruges stokastiske havariforløb, optræder en del ”støj”.

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
2010	M(200)	M(200)	M(200)	CC(416)	A(1600)
2011		DT(50)		M(200)	
2012					
2013			H(375)	M(200)	M(200)
2014			M(200)		DT(388)
2015	M(200)			M(200)	DT(391)
2016		M(200)+R(640)+GT(100)		CC(400)+B(393)+R(185)	DT(393)
2017		CC(86)	M(200)+H(375)	M(200)+DT(396)	CC(400)+M(200)
2018	M(200)+DT(93)			M(200)+R(155)	DT(399)
2019		M(200)+CC(61)		M(200)	R(170)+230)
2020	R(376)+CC(56)			M(200)+DT(404)	DT(404)
2021	M(200)+CC(65+101+50)		M(200)+H(375)	B(813)	DT(407)+M(200)
2022		M(200)		CC(400)+B(819)	DT(409)
2023	R(412)+DT(159)			M(200)+DT(824)	DT(412)
2024	M(200)			G(400)+DT(1244)	R(154)
2025		M(200)		DT(835)+R(140)	CC(400)+R(120)+M(200)
2026	R(443)	R(250)		M(200)+DT(841)	DT(420)
2027	M(200)		M(200)		
2028		M(200)			DT(426)
2029				M(200)	R(560)
2030	M(200)	DT(59)			R(139)

Tabel 3.15. Udbygningsplan (UP) for ny kapacitet. CC = Gasfyret combined cycle. DT = Damp turbine anlæg (kul/biomasse, evt. affaldsfyret). M = Havmøllepark. H = vandkraft. R = renoveret, nyere kulfyret værk. A = Atomkraft. Installeret effekt angivet i parentes.

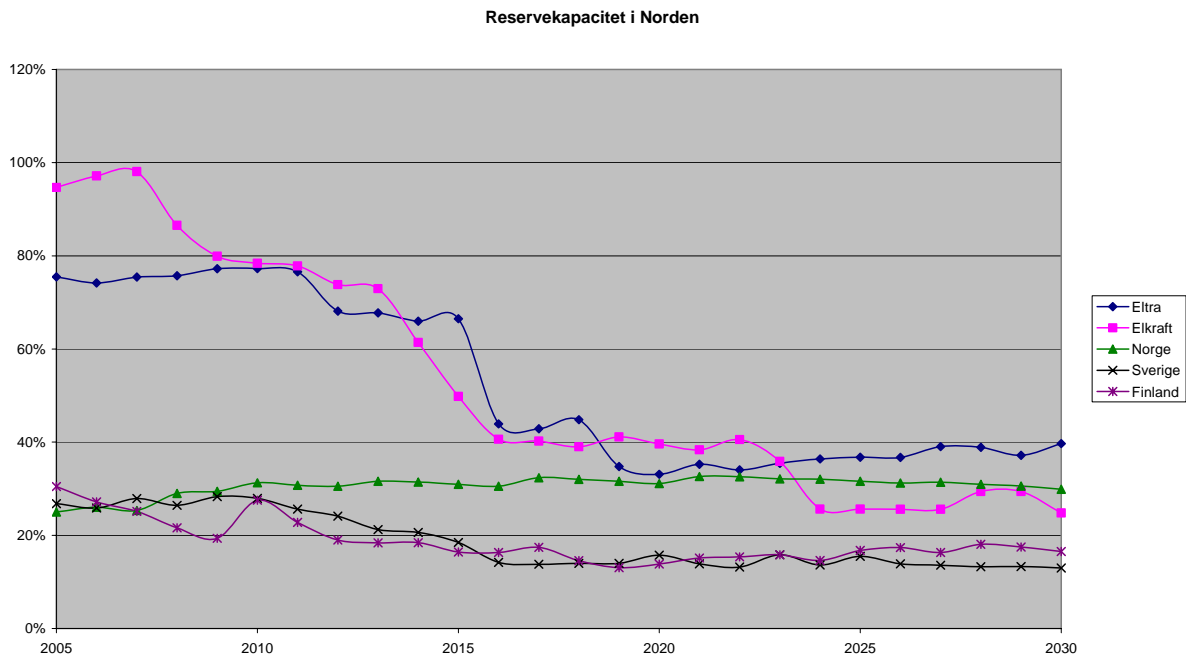
3.2.2 Reservekapaciteten med UP.

I figur 3.14 ses reservekapaciteten i Norden med den udbygning, som er angivet i tabel 3.15 og de øvrige antagelser, der er gjort i del 1. Reservekapaciteten er beregnet ved at addere al elkapacitet i de enkelte områder og sætte dette i forhold til den time på året, hvor elforbruget er højest. Der er ikke beregnet kraftvarmefradrag, fratrukket reserve for største enhed, fratrukket rullende reserve, korrigeret for isvintre og lignende. Vindkraften indgår med sin gennemsnitseffekt, og forbindelser ud af Norden indgår med deres installerede kapacitet (idet det antages, at der i effektmangelsituationer med en vis sandsynlighed kan hentes reserve i f.eks. Tyskland og Polen). Effektreserven for f.eks. Danmark forekommer derfor større, end den normalt beregnes af Elkraft og Eltra.

Effektreserven er beregnet på samme måde for alle elområder og bruges overvejende til illustration af ændringerne over tid. Der findes ikke noget entydigt mål for, hvor stor reserveeffekten bør være, men udviklingen giver en indikation af, hvor der først kunne opstå problemer med forsynings sikkerheden.

Det fremgår, at Danmark p.t. har den største effektreserve i Norden. Det fremgår også, at den falder hurtigere i Danmark end i det øvrige Norden. Endelig fremgår, at Sverige er det område, som på kort sigt har den laveste effektreserve.

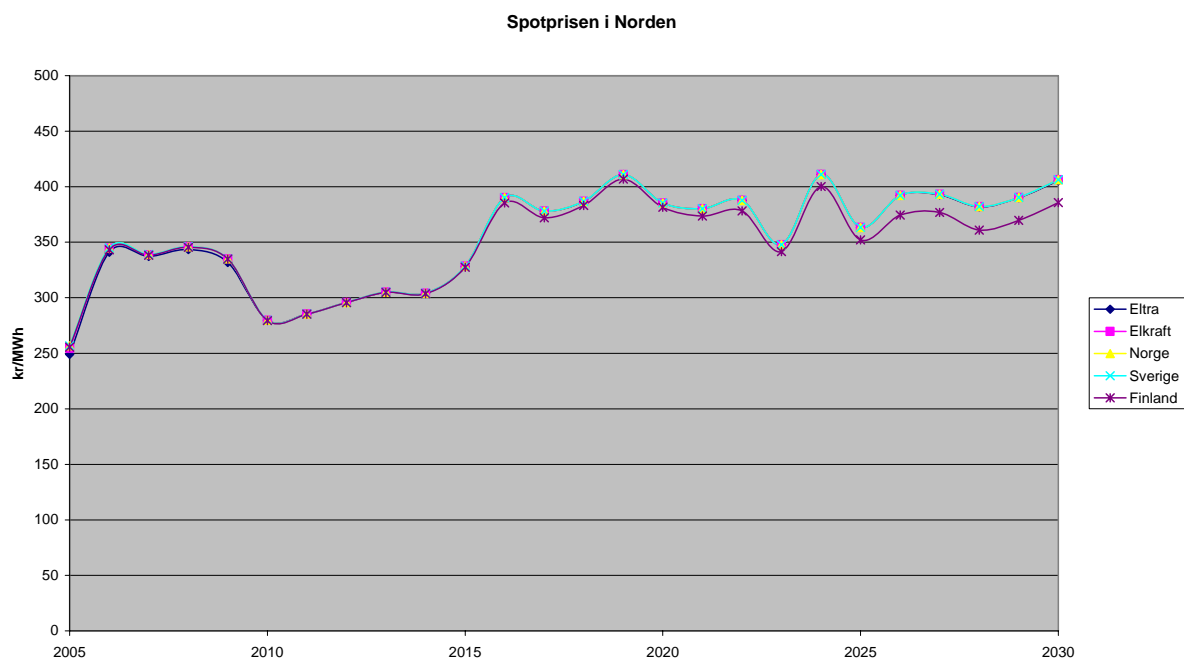
Den generelle tendens er, at reservekapaciteten falder i alle områder, dvs. at der på sigt opstår et mere ”anstrengt” elsystem i Norden. Ændringen er mest markant i Danmark, idet effektreserven i dag allerede er begrænset i de øvrige nordiske lande. Hvor vidt dette er et problem eller ej, afgøres af analyser af forsyningssikkerheden. Der henvises til afsnit 3.2.4 herom.



Figur 3.14. Udvikling i reservekapaciteten i basisfremskrivningen.

3.2.3 Elprisens udvikling.

I figur 3.15 ses den beregnede spotpris på Nordpool. Der er vist aritmetiske gennemsnit af årets områdepriser. Prisen falder i 2010 på grund af idriftsættelsen af den 5. finske kernekraftreaktor. Prisen stiger igen efter 2010 som følge af skrotninger og dermed reduceret reserveeffekt. Omkring 2014 er elprisen oppe på et niveau, hvor det er rentabelt at udbygge med gaskraft og havvind. Elprisen stiger til et niveau omkring 35-40 øre/kWh i 2016, hvor reservekapaciteten er kommet ned på det lave niveau.



Figur 3.15. Spotprisens udvikling i basisfremskrivningen. Aritmetisk gennemsnit.

3.2.4 Forsyningsikkerheden.

I basisfremskrivningen er det forudsat, at eludbygningen finder sted ud fra rent markedsøkonomiske kriterier. Dvs. at tidspunkt, teknologi, geografisk placering m.m. af nye elproduktionsanlæg samt skrotninger af eksisterende produktionsanlæg afgøres af investorerne og ikke af nogen central, planlæggende myndighed. Det er antagelsen, at markedet kan levere en acceptabel forsyningsikkerhed.

Ved forsyningsikkerheden forstås sandsynligheden for, at der er strøm i kontakterne, når forbrugerne vælger at tænde for den. Forsyningsikkerheden udtrykkes mest praktisk ved dens residual, f.eks. antallet af timer pr. år med manglende forsyning.

Forsyningsikkerheden er analyseret nærmere i tidligere analyser på Ramses, blandt andet i forbindelse med Energistrategien.

3.2.5 Elproduktionen.

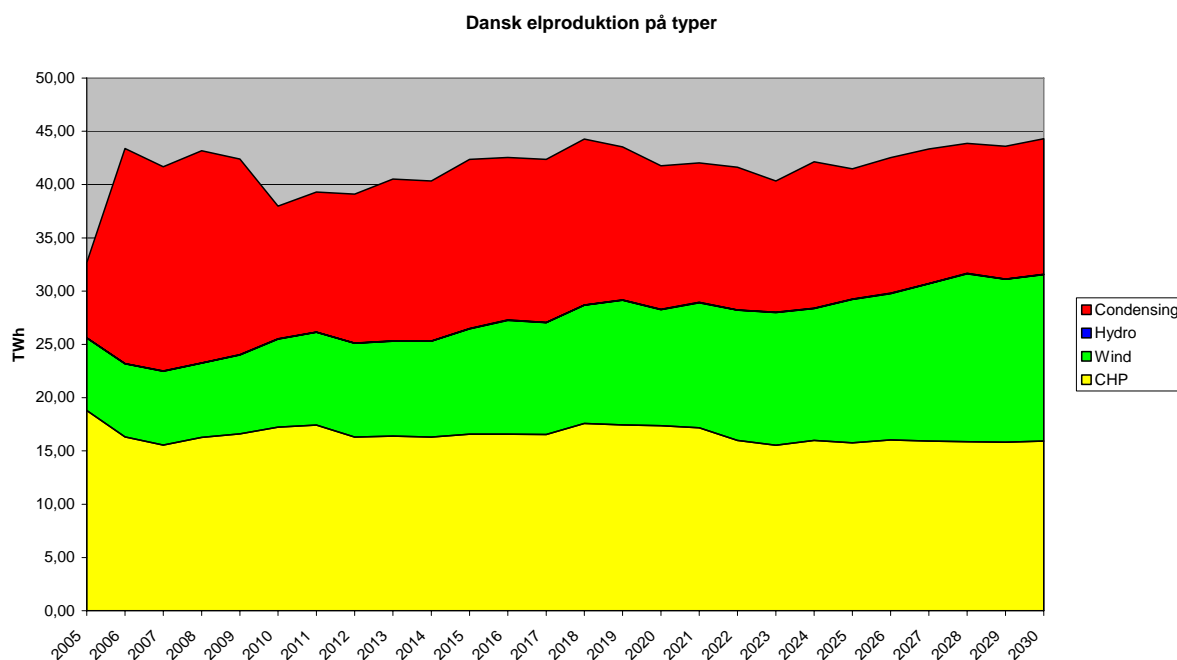
I figur 3.16a ses den samlede elproduktion i Danmark fordelt på typer. Der ses en lille stigning i den varmebundne elproduktion, som overvejende skyldes forøget Cm-værdi⁴² på værkerne og ikke stigende fjernvarmebrug. Ligeledes stiger vindkraftproduktionen væsentligt. Kondensproduktionen i Danmark aftager omkring 2010, hovedsageligt fordi den fortrænges af finsk kernekraft.

I figur 3.16b ses det tilsvarende billede for hele Norden. På nordisk plan er vandkraftproduktionen svagt stigende over perioden, mens varmebundet el og vindkraft stiger væsentligt. Stigningen i varmebundet el skyldes dels, at værkerne over tid får højere Cm-

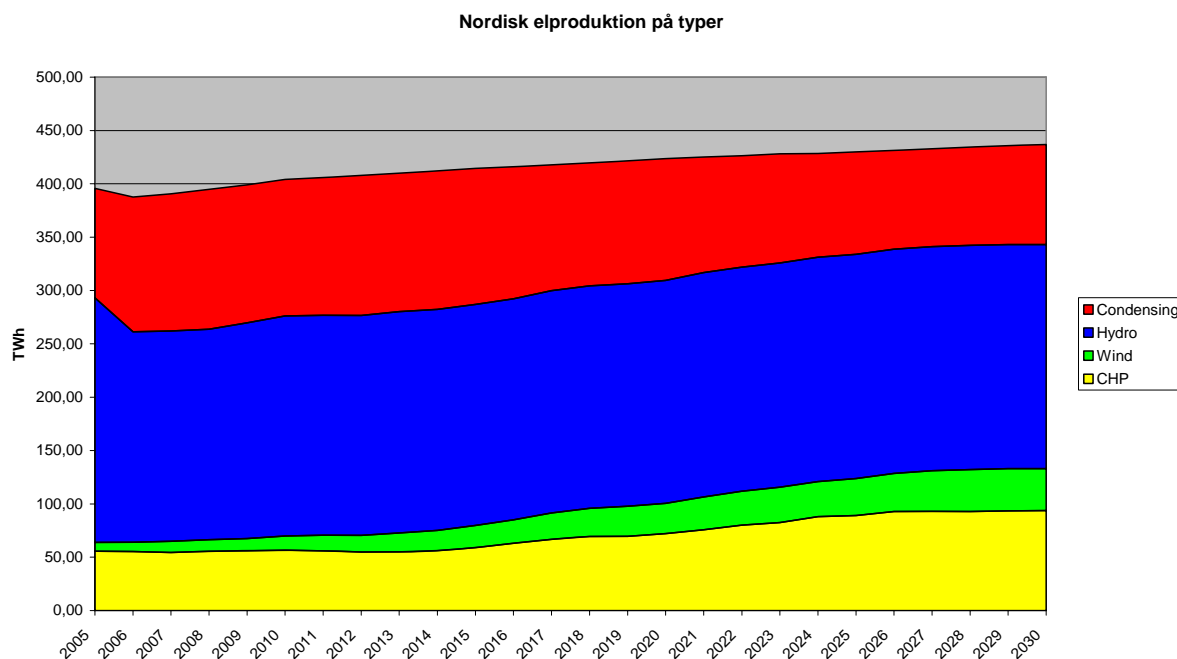
⁴² Cm-værdien angiver, hvor mange MWh el, der nødvendigvis følger med, når der produceres en MWh varme på et kraftvarmeværk.

værdi, dels stigende fjernvarmeforbrug i Sverige og Finland. Stigningen i varmebundet el, vindkraft og vandkraft er lidt højere end stigningen i elforbruget – med det resultat at kondensproduktionen aftager noget.

Den generelt stigende Cm-værdi på kraftvarmeværkerne kombineret med vindkraftudbygningen betyder, at visse ældre kraftvarmeværker bliver presset ud af markedet. Eksempelvis falder drifttiden på de gamle anlæg i Københavns dampnet kraftigt i perioden 2015 til 2025.



Figur 3.16a. Elproduktionen i Danmark i basisfremskrivningen fordelt på typer.

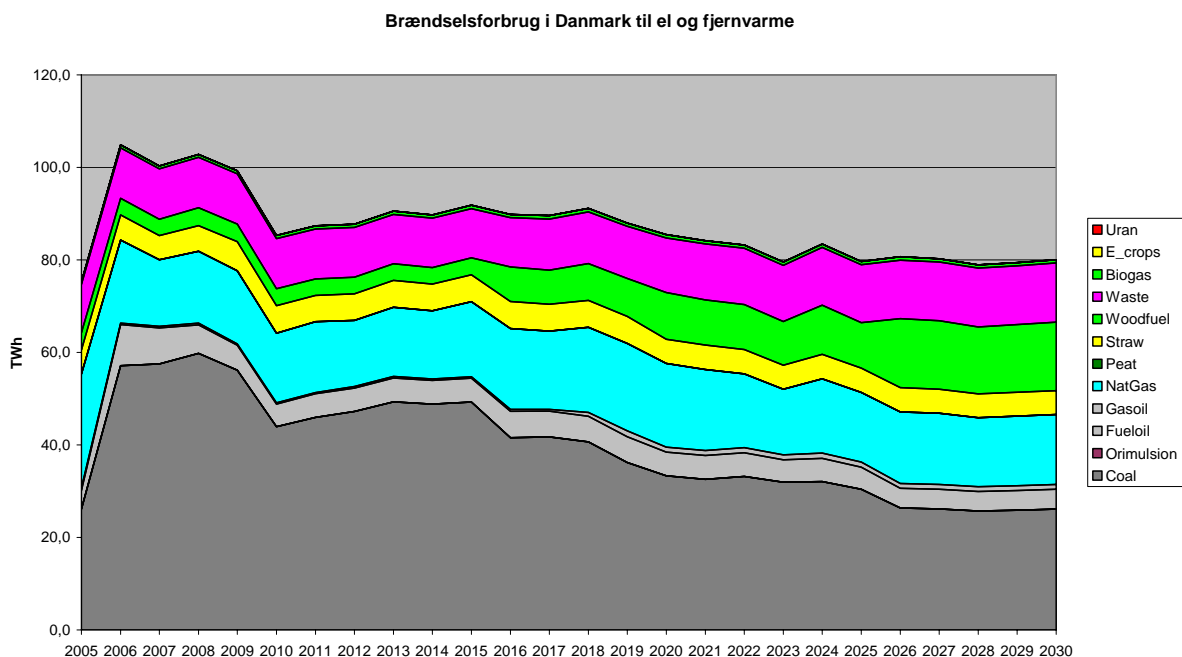


Figur 3.16b. Elproduktionen i Norden i basisfremskrivningen fordelt på typer.

3.2.6 Brændselsforbruget.

Figur 3.17a viser det samlede brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark. Den samlede brændselsanvendelse er svagt faldende over perioden, dvs. øget vindkraft, stigende virkningsgrad og energibesparelser mere end opvejer den generelle vækst. Kulforbruget reduceres til omkring det halve, mens biomasseanvendelsen øges. Naturgasanvendelsen er nogenlunde uændret. Affaldsanvendelsen til forbrænding vokser over perioden til omkring 4½ mio. tons, hvilket er i overensstemmelse med Miljøstyrelsens seneste affaldsprognose⁴³.

Figur 3.17b viser det samlede brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Norden. Det er domineret af forbruget af uran, der vokser yderligere i 2010, hvor den 5. kernekraftreaktor sættes i drift i Finland. Bortfaldet af Barsebäck 2 med udgangen af 2005⁴⁴ kan næsten ikke ses p.g.a. opgradering af øvrig kernekraft i Sverige. Anvendelsen af uran falder sidst i perioden på grund af lukning af svensk kernekraft efter 40 års drifttid. Biomasseanvendelsen stiger kraftigt, naturgasforbruget stiger lidt, og kulforbruget reduceres noget frem til 2030. Affaldsanvendelsen stiger (på grund af øget affaldsforbrænding i Danmark og Sverige). Det samlede brændselsforbrug i Norden falder, dvs. øget vindkraft, øget effektivitet og besparelser mere end kompenserer den generelle vækst.

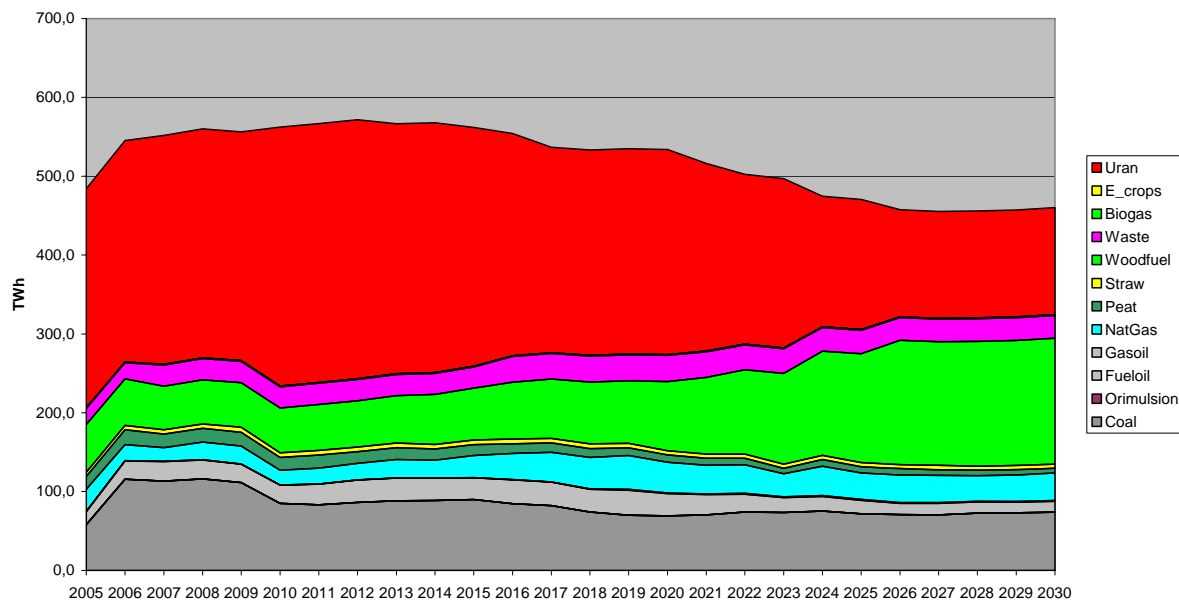


Figur 3.17a. Brændselsforbruget til el og fjernvarme i Danmark i basisfremskrivningen.

⁴³ Ifølge uofficiel prognose primo marts 2005 stiger affaldsanvendelsen til 4,66 mio. tons i 2020. Når der fraregnes affald, som ikke er en del af datagrundlaget til Ramses (Kommunekemi, Ålborg Portland m.m.), reduceres dette til ca. 4½ mio. tons. Dette niveau nås i basisfremskrivningen, dog et par år efter 2020.

⁴⁴ Barsebäck lukkede 31. maj 2005. Beregningsmæssigt er værket dog i drift hele 2005.

Brændselsforbrug i Norden til el og fjernvarme

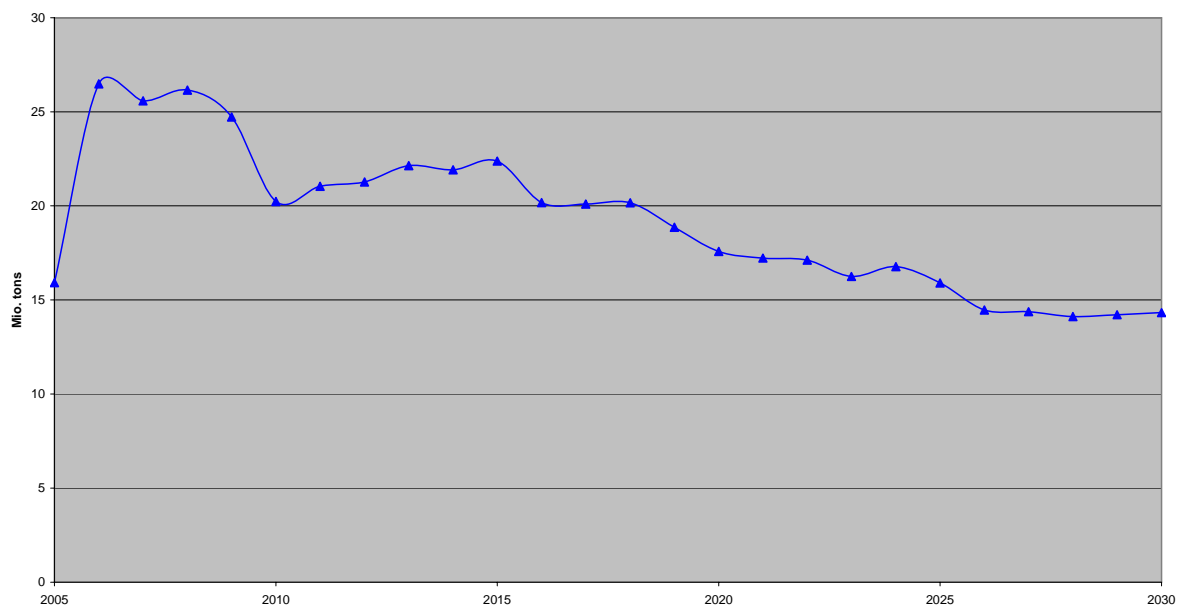


Figur 3.17b. Brændselsforbruget til el og fjernvarme i Norden i basisfremskrivningen.

3.2.7 CO₂-emissioner.

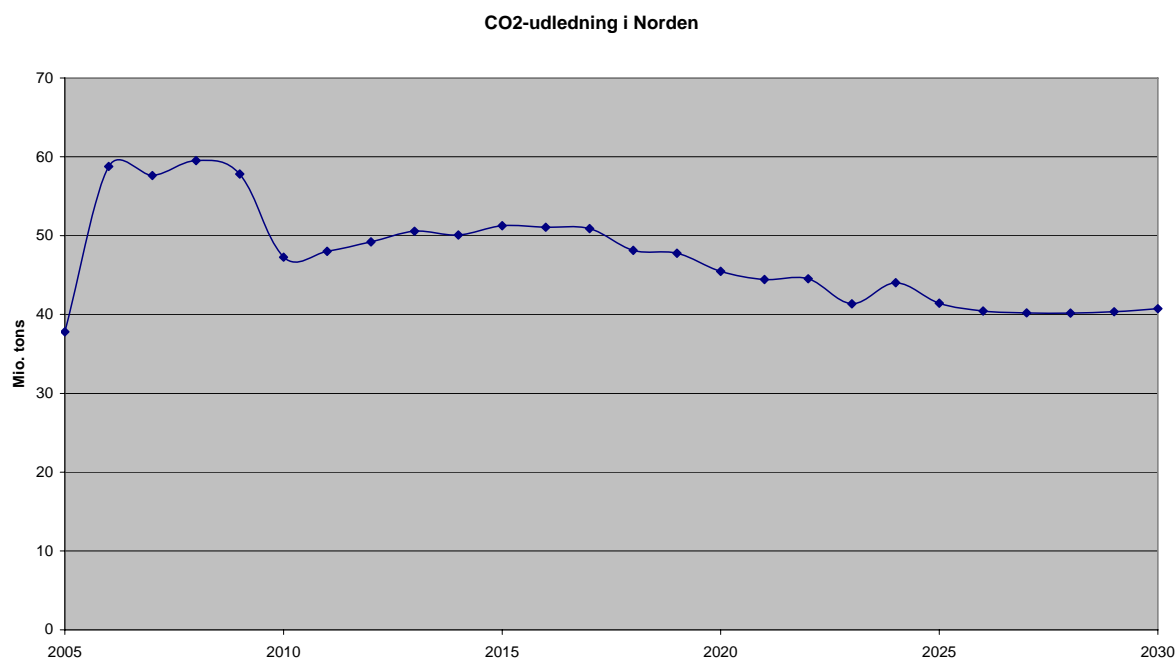
Figur 3.18a viser udledningen af CO₂ ved produktion af el og fjernvarme i Danmark. Den danske CO₂-udledning udgør omkring 40 % udledningen i Norden – selv om elproduktionen kun udgør omkring 10% af Nordens elproduktion. Udledningen falder markant (ca. 5 mio. tons) i 2010, fordi en del af elproduktionen flytter til udlandet (især til det nye finske kernekraftanlæg). Udledningen fortsætter med at falde på længere sigt som følge af især skift fra kul til biomasse og vindkraft.

CO₂-udledning i Danmark



Figur 3.18a. CO₂-emissionen fra el- og fjernvarmeproduktion i Danmark i basisfremskrivningen.

Figur 3.18b viser det tilsvarende billede for Norden. Emissionerne er svagt faldende over perioden. Dette skyldes to modsat rettede faktorer: Dels stiger emissionerne som følge af den generelle forbrugsstigning; dels falder de som følge af udbygning med kernekraft, biomasse og havvindmøller.



Figur 3.18b. CO₂-emissionen fra el- og fjernvarmeproduktion i Norden i basisfremskrivningen.

Der kan ikke drages umiddelbare sammenligninger mellem figur 3.18a-b og landenes drivhusgas-reduktionsforpligtelser efter Kyoto-protokollen (Danmark -21%; Sverige +4%; Norge +1% og Finland 0%), idet kun en del af CO₂-udledningen er med, og CO₂ kun er en blandt af drivhusgasser (om end den vigtigste).

Fordelingen af CO₂-udledningen mellem de nordiske lande på længere sigt beror naturligvis i et vist omfang på, i hvilke lande investorerne opfører ny kapacitet. Hvis man f.eks. flytter et af de nye gaskraftværker fra Sverige til Danmark, flyttes også en tilsvarende del af CO₂-udledningen til Danmark. Dette giver ikke i sig selv Danmark et øget problem med klimabalancen, da kvotehandel giver mulighed for at betale for den ekstra CO₂-udledning.

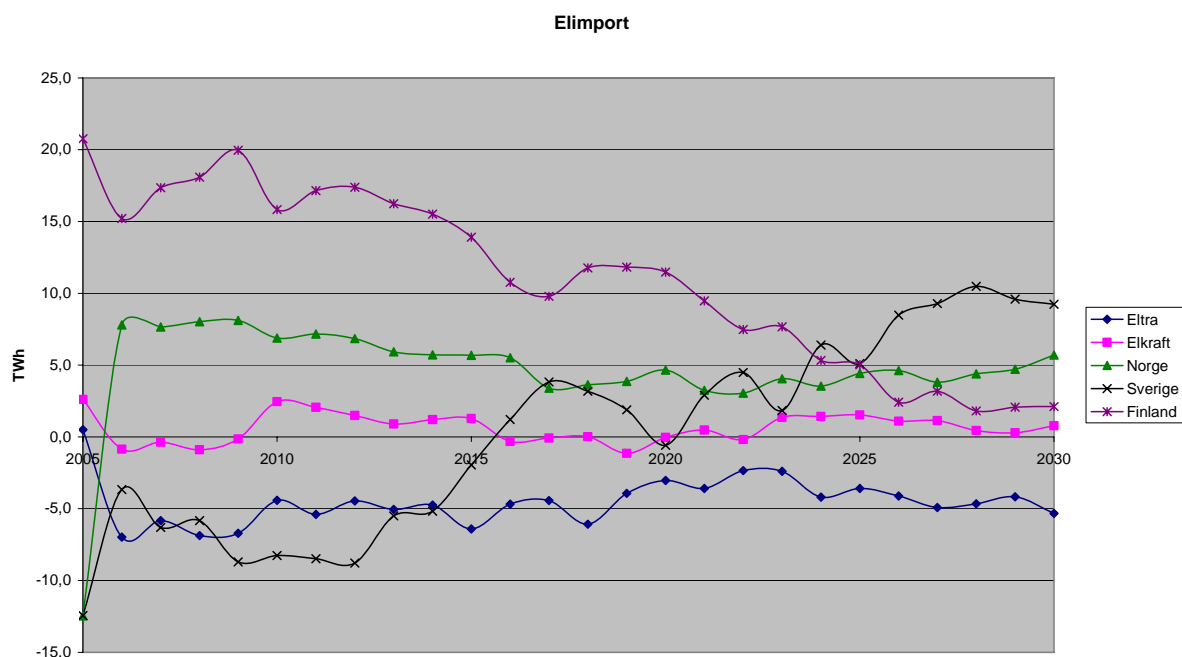
3.2.8 Eludveksling.

I figur 3.19 vises den beregnede elimport (negativ import er eksport) til de enkelte områder i Norden.

- Finland er nettoimportør i det meste af beregningsperioden (hvoraf det meste kommer fra Rusland). Sidst i beregningsperioden falder importen på grund af svensk kernekraftafvikling. Det betyder i praksis, at det meste af importen fra Rusland sendes videre til Sverige.

- Norge er nettoimportør med ca. 5 TWh i hele perioden.
- Sverige er nettoeksportør i starten af perioden. Eksporten falder fra omkring 2012, og Sverige bliver nettoimportør fra omkring 2016. Det er især kernekraftafviklingen, der bevirker skiftet fra eksport til import.
- Danmark er nettoeksportør i hele beregningsperioden, men den samlede eleksport fra Danmark er væsentligt lavere end i tidligere fremskrivninger⁴⁵. Det er hovedsageligt Eltra, som står for den danske eleksport. Dette skyldes en relativt nyere kraftværkspark (og dermed relativt lavere produktionsomkostninger), et større produktionsvolumen samt (i starten af beregningsperioden) relativt flere vindmøller.

Der er meget stor usikkerhed på beregningen af eludvekslingen, idet selv ganske små ændringer i relative priser m.m. kan medføre ændringer i eludvekslingen på adskillige TWh. Usikkerheden øges generelt over perioden, ikke mindst som følge af usikkerhed om investeringer i ny kapacitet i de enkelte lande.



Figur 3.19. Elimport til de enkelte områder i Norden med UP.

I Prioriterede Snit (ref. 52) er beregnet en energibalance for Norden 2010. Heri optræder (for et normalår) Danmark som nettoeksportør med ca. 7 TWh. Dette er mere end i basisfremskrivningen, hvor eksporten er ca. 2 TWh. Norge importerer i Prioriterede Snit ca. 6 TWh, mens basisfremskrivningen giver en import på ca. 7 TWh. Sverige importerer i Prioriterede snit ca. 3 TWh, mens basisberegningen giver en eksport på ca. 8 TWh⁴⁶. Finland importerer i Prioriterede snit ca. 6 TWh, mens importen i basisfremskrivningen er ca. 16 TWh. Der er ikke noget specielt overraskende i disse afvigelser, som bl.a. andet skyldes forskellige forudsætninger om bygning af ny kapacitet samt forskellige prisforudsætninger. Usikkerheden på den fremtidige elhandel er som nævnt overordentlig stor.

⁴⁵ Forskellen skyldes finsk kernekraft, CO₂-kvoter i EU, ekstra dansk havvind samt ændret model og en række øvrige ændrede forudsætninger.

⁴⁶ En eksport i 2010 er i øvrigt konsistent med STEM's forventninger.

3.2.9 VE-el i Danmark.

Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i tabel 3.18 i absolutte og relative tal. VE-el består af vindkraft, biomasse, bionedbrydeligt affald og vandkraft. Andelen stiger fra ca. 30% i 2005 til ca. 36% i 2025. Den moderate stigning dækker over en større stigning i den absolutte produktion, som delvist modvirkes af en forøgelse af elforbruget.

TWh(%)	2010	2015	2020	2025
Vindkraft	8,3 (22 %)	9,9 (25 %)	10,9 (26 %)	13,5 (32 %)
Andet(*)	4,2 (11 %)	4,2 (10 %)	7,1 (17 %)	7,4 (17 %)
I alt	12,5 (33 %)	14,1 (35 %)	18,0 (43 %)	20,9 (49 %)

Tabel 3.18. Dansk elproduktion, som er baseret på vedvarende energi i basisfremskrivningen. Absolutte tal i TWh og (i parentes) andel af den indenlandske elforsyning (forbrug af værkt). "Andet" dækker over halm, træ, biogas, bionedbrydeligt affald (ca. 80 % af affaldets energiindhold er antaget bionedbrydeligt), solceller og vandkraft.

Referencer.

1. Systemplan. Datagrundlag. Eltra 2004.
2. Systemplan. Datagrundlag. Elkraft 2004.
3. Elsams offentliggjorte datagrundlag fra tidligere udbygningsplaner.
4. Nordel. Årsberetning og statistik 1998-2004.
5. Årsberetning 2003 fra STEM, Sverige.
6. EuroHeat&Power www.euroheat.org.
7. Svenska Kraftnät www.svk.se.
8. Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Statistiks Sentralbyrå 2003/11.
9. Ny Teknik 25. august 2004. <http://www.nyteknik.se/art/35756>.
10. Vindmøller i planlægningen. BFS, Eltra, 28. juni 2004.
11. Langsigtede CO₂-priser. ECON 2004.
12. "Emission factors, stationary combustion for the year 2002" fra www.dmu.dk.
13. Prognoser över utslip av växthusgaser. Kontrollstation 2004, delrapport 1. Energimyndigheten och Naturvårdsvärket 2004.
14. Energistrategi 2025. Perspektiver frem mod 2025 og oplæg til handlingsplan for den fremtidige el-infrastruktur. Transport- og energiministeriet juni 2005.
15. Alholmen Kraft. Världens största biokraftvärmeverk. Bioenergi no. 6, 2001.
16. The Country Report of Finland. Cofiring of biomass. Eija Alakangas, VTT Energy. Altener-programmet.
17. Energy Prices and Taxes. IEA. 1'st quarter 2004 (og andre årgange).
18. Flexible biofuel utilisation in Kokkola power plant. OPET Finland.
19. Finnish District Heating Association. Slides 3. dec. 2002.
20. Small Scale Biomass CHP Technologies. Situation in Finland, Denmark and Sweden. OPET Report 12.
21. Nordisk samkøringsmodel. Opdateret database for 2005 og 2010. Nordels balancegruppe 19. januar 2004.
22. Nordvarme Statistik 2000.
23. Review of Energy Efficiency, CO₂ and Price Policies and Measures in EU Countries and Norway in 2001. 16. april 2002.
24. Norsk Fjernvarmeforening. www.xxx.no.
25. Från kol på wanderrost till biobränsle på fluidbedd. Bioenergi no. 6, 2003.
26. Elproduktion från biobränsle. DESS 25. november 2002. Bilag 2: Anläggningsregister.
27. Biomass IGCC in Värnamo, Sweden. Krister Ståhl 27. april 2004.
28. Konsekvenser av ökad avfallsförbränning i de svenska fjärrvärmesystemen. David Knutsson, Chalmers.
29. The Högdalen Plant. Fortum.
30. Inför den kommande vintern. STEM 15. oktober 2003.
31. Electricity Market Report 2003. Vattenfall.
32. Ansökan om tillstånd enligt miljöbalken till verksamhet vid Öresundsverket i Malmö kommun (SNI-kod 40-1 A). Sydkraft AB.
33. Värme og Kraftsektionen. Medlemsblad 4-2003.
34. Vattenfalls produktionsanläggningar i Sverige. Vattenfall 12. januar 2002.
35. Energisituationen i Luleå Kommun. NENET december 1999.
36. Bioenergi no. 5, 1999.
37. Effekthöjningar i svenska verk. SKI 19. oktober 2002.
38. Vattenfall: Utveckling av Stenungsunds kraftverk
39. Energiläget i Norrbotten. NENET, oktober 2000.

40. Sydsvenska Dagbladet 5. april 2004.
41. Energiforsörjningen i Sverige. STEM 2002.
42. Bioenergi nr. 10, 2004.
43. www.Eltra.dk.
44. www.Elkraft.dk.
45. Fjernvarmeforeningen i Norge. www.fjernvarmeforeningen.org.
46. Fjernvarmeforeningen i Sverige.
47. Fjernvarmeforeningen i Finland.
48. SO₂/NO_x indberetninger fra E2 og Elsam.
49. Electricity Generation Costs (IEA/NEA). Diverse årgange.
50. Statens Kärnkraft Inspektion. www.ski.se
51. Selvitys sähköntuontimahdollisuuksista Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta. Veikko Kekkonen & Esa Pursiheimo. VTT Working Paper 16, 2005.
52. Prioriterede snit. Nordel 19. maj 2004.
53. Small/scale Biomass CHP Technologies. Situation in Finland, Denmark and Sweden. OPET report 12, 2004.
54. Bioenergi nr. 6, 2003.
55. Elproduktion från biobränsle. DESS 25/11 2002. Anläggningsregister.
56. Redegørelse om økonomien i en Storebæltsforbindelse, Elkraft System og Eltra, 19. januar 2004.
57. IEA Coal Research CD-ROM. 1999.
58. Varmevirkningsgrader oplyst af Elsam og Energi E2 i forbindelse med svar på spørgsmål fra Folketinget ved behandling af kvoteloven foråret 2004.
59. Balmorel datasæt april 2004.
60. www.skatteverket.se
61. http://www.eva.ac.at/opet/bioboiler/fin_cp.htm
62. <http://www.nordvarme.org/>
63. <http://www.ringhals.se/index.asp?ItemId=1446&OItemID=>
64. Model af ny AMV1. CHA, Elkraft System, 19. marts 2004.
65. Competitiveness Comparison of the Electricity Production Alternatives. Tarjanne & Luostarinen 2003. Lappeenranta University of Technology.
66. Sintef: Vulnerability of the Nordic Power System. May 2004.
67. Ny Teknik 22. juni 2004. <http://www.nyteknik.se/art/35488>
68. Faktaheftet. NVE 2004.
69. VE i stor skala. RISØ/Elkraft/Elsam.
70. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants. Energistyrelsen, Elkraft og Eltra Marts 2004.
71. Energifolderen 2003. NVE.
72. Kraftbalancen i Norge mot 2015. NVE. <http://www.energistatus.no/spesialemer/kraftbalansen.htm>
73. Prognoser över utsläpp av växthusgasser. STEM & Naturvårdsverket 2004.
74. National Allokeringssplan for CO₂-kvoter fra Finland. Marts 2004.
75. Ramses 6.5. Sigurd Lauge Pedersen, Energistyrelsen 6. februar 2006.
76. Nordpools FTP-server. (Database med priser, forbrug, produktion m.m.)
77. Norwegian hydro inflow. A. Petterteig, Sintef, 9. september 2004.
78. The European Fossil-fueled Power Station Database Used in the SEI CASM Model. Stockholm Environment Institute.
79. Orientering om reduktion af Energi E2's produktionskapacitet. 23. september 2004.

80. Teknisk/økonomiske analyser. Eltra/Elkraft 17. december 2004. Udkast til infrastruktur-rapport.
81. Strategi för den fortsatta avvecklingen av kärnkraften. Politisk aftale af 4. oktober 2004 mellem Socialdemokraterne, Centerpartiet og Vänsterpartiet.
82. The Planned Fifth Nuclear Reactor in Finland and its Institutional Framework. Anneli Nikula and Martti Kätkä. Energy and Environment Vol 15, no. 2, 2004.
83. Priseleastisk elforbrug. Elkraft/Eltra 13. oktober 2004.
84. Tekniske analyser af forsyningssikkerhed. Elkraft/Eltra 21. oktober 2004.
85. Investeringer i et liberaliseret elmarked. Stine Grenaa Jensen, Jacob Lemming og Peter Meibom, RISØ, september 2004.
86. Omkostninger ved forsyningssvigt. Cowi for Energistyrelsen 2004.
87. Energistyrelsens (SO₂- og NO_x-) kvoteafgørelse af 15. juni 2004.
88. Översyn av elcertifikatsystemet. STEM 2004.