

# **Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktionen 2005-2025**

**Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025**

**Juni 2005**

## **Resumé.**

Papiret beskriver en basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark og Norden i perioden 2005-2025. Fremskrivningen er udarbejdet efter ”fugle i hånden” eller ”business-as-usual” princippet, dvs. med gældende regler og sikre beslutninger kombineret med markedsmæssige overvejelser. Beregningerne er foretaget på modellen, Ramses6<sup>1</sup>. Papirets del 1 beskriver forudsætningerne, del 2 beskriver resultaterne, og del 3 beskriver en række følsomhedsberegninger og usikkerheder. Basisfremskrivningen bygger på et meget stort antal antagelser og er i sagens natur behæftet med væsentlig usikkerhed. Fremskrivningen beskriver én ud af mange mulige udviklinger af el- og fjernvarmeproduktionen. Der findes i et separat papir en beskrivelse af et antal ”Scenarier for udbygning af el- og kraftvarmekapaciteten”.

Som konklusioner kan fremhæves:

*Udbygning med kapacitet på kommercielle vilkår:*

- *Indførelse af konkurrence i elproduktionen betyder i princippet, at nye elproduktionsanlæg opføres efter privatøkonomiske kriterier.*
- *Elprisen på Nordpools spotmarked er i dag for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes.*
- *Når reservekapaciteten falder, og CO<sub>2</sub>-kvotepriisen øges, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Denne stigning fortsætter frem til ca. 2015. Omkring eller lige før dette tidspunkt - ved en elpris på knap 30 øre/kWh - bliver det attraktivt at opføre ny kapacitet på markedsvilkår.*
- *Når elprisen når op på det niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, stabiliserer reserveeffekten sig – men på et lavere niveau end i dag.*
- *De for investorerne økonomisk mest attraktive produktionsanlæg vurderes – bl.a. på grund af CO<sub>2</sub>-kvoterne – at være gasfyrede combined cycle anlæg og (med et fortsat eltilskud på 10 øre/kWh) havvindmøller samt levetidsforlængelser af eksisterende kraftværker.*
- *Der er usikkerhed på investorbeslutninger om ny kapacitet. Usikkerhederne vedrører bl.a. forrentningskravet, mulighed for varmeafsætning, mulighed for gratis CO<sub>2</sub>-kvoter, hyppighed af tørår/vådår, muligheder for ”systemydelse” samt værdisætning af brændselsfleksibilitet.*

*Forsynings sikkerheden:*

- *Den reducerede reservekapacitet som følge af investorernes forventede tilbageholdenhed med at opføre ny kapacitet medfører reduceret forsynings sikkerhed. Beregningerne indikerer, at antallet af situationer med afbrydelser af større eller mindre dele af elforsyningen vil være målbart større omkring 2015 end i dag. Et af de vigtige spørgsmål er, om forsynings sikkerheden når ned under niveauet for, hvad der er acceptabelt.*
- *Der er derfor behov for analyser af driften af et fremtidigt elsystem med færre reserver.*
- *Der er forskellige muligheder til rådighed, som kan forbedre forsynings sikkerheden. F.eks. flere elforbindelser og mere fleksibelt elforbrug.*

*Elsystemets udvikling:*

- *Det nordiske elsystem vil i hele perioden være domineret af kernekraft og vandkraft. Kernekraft reduceres sidst i perioden på grund af (antaget) svensk krenkraftafvikling.*

---

<sup>1</sup> Se ref. 75.

*Gaskraft og vindkraft vil efterhånden levere betydelige bidrag. Kulanvendelsen reduceres gradvist frem mod 2030.*

- *Brændsels sammensætningen i den danske el- og fjernvarmeproduktion ændrer sig ikke væsentligt fra 2004 til 2012. Der sker et mindre fald i det samlede brændselsforbrug som følge af øget indtrængning af vindkraft.*
- *Fra omkring 2015, hvor det bliver økonomisk attraktivt at opføre ny elkapacitet på markedsvilkår, begynder en omlægning fra kul til gas. Sideløbende hermed udbygges yderligere med havvindkraft på markedsmæssige vilkår, således at vindkraften i 2025 dækker omkring 27% af elforbruget af værk i Danmark.*
- *Danmark vil være nettoeksportør af el i hele beregningsperioden.*
- *Andelen af varmbundet elproduktion og vindkraft stiger over beregningsperioden og dækker sidst i beregningsperioden den overvejende del af det danske elforbrug. Udlandsforbindelserne får dermed stigende betydning for driften af det danske elsystem.*

#### *Miljøforhold:*

- *CO<sub>2</sub>-udledningen fra el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark falder fra omkring 27 mio. tons i 2005-8 til omkring 23 mio. tons i 2010, bl.a. som følge af ny finsk kernekraft. Fra omkring 2015 og frem til 2030 falder udledningen til et niveau omkring 18 mio. tons som følge af dels omlægning fra kul til gas, dels vindmølleudbygningen.*
- *CO<sub>2</sub>-udledningen fra el- og fjernvarmeproduktionen i Norden vil være nogenlunde konstant. Den øges som følge af stigende elforbrug men reduceres som følge af idriftsættelse af nye gas- og vindkraftanlæg. Sidst i perioden siger CO<sub>2</sub>-udledningen på grund af svensk kernekraftafvikling.*
- *SO<sub>2</sub>-udledningen fra elsystemet i Danmark ligger væsentligt under de udmeldte kvoter. Dette er bl.a. en følge af svovlafgiften.*
- *NO<sub>x</sub>-udledningen fra elsystemet i Danmark reduceres frem til 2010 på grund af krav i Direktivet om Store Fyringsanlæg og andre regler. NO<sub>x</sub>-kvoterne frem til 2012 ser ud til at kunne overholdes.*
- *Virksomheden af CO<sub>2</sub>-kvoter på elprisen på kort sigt beregnes til ca. 3,5 øre/kWh ved en kvotepris på 50 kr/ton. På længere sigt antages kvoteprisen at stige til det tredobbelte (150 kr/ton), men kvoternes elprisvirkning er "kun" ca. det dobbelte af virkningen på kort sigt.*

#### *Udlandsforbindelser:*

- *En elektrisk storebæltsforbindelse vil reducere elprisen i Norden en smule (dog stiger elprisen lidt i Eltra) og give en tydelig forbedring af forsynings sikkerheden.*
- *Driftsnyttens af forbindelsen vil (når der tages højde for vådar og tørår), sammen med de øvrige samfundsøkonomiske fordele, herunder den potentielle økonomiske værdi af forbedret forsynings sikkerhed, formentlig være af en størrelse, der retfærdiggør investering i forbindelsen.*
- *En ekstra skagerrak-forbindelse vil have kvalitativt samme virkninger som en storebæltsforbindelse, men økonomien er knap så god.*

# Indhold

## Del 1 Forudsætninger.

- 1.1 Filosofi bag basisfremskrivningen.
- 1.2 Geografisk dækning.
- 1.3 Brændselspriser.
- 1.4 Afgifter.
- 1.5 Fysiske brændselsegenskaber.
- 1.6 Elforbruget.
- 1.7 Fjernvarmeforbruget.
- 1.8 Eltransmissionslinier.
- 1.9 Ekstern eludveksling.
- 1.10 Produktionsanlæg.
- 1.11 Valg af teknologi og udbygningstidspunkt for nye elproduktionsanlæg.
- 1.12 Elpriser og elproduktionstilskud.
- 1.13 Timevariationer.
- 1.14 Variationer i forhold til normalår.

## Del 2 Resultater.

- 2.1 Udbygnings”plan” for ny kapacitet.
- 2.2 Reserveeffekt med UP.
- 2.3 Elprisens udvikling.
- 2.4 Forsyningsikkerheden.
- 2.5 Indtjeningen fra fremtidige anlæg.
- 2.6 Elproduktionen.
- 2.7 Brændselsforbruget.
- 2.8 Emissioner.
- 2.9 Eludveksling.
- 2.10 Andelen af VE-el i Danmark.

## Del 3 Følsomhedsanalyser.

- 3.1 Miljørelaterede analyser.
- 3.2 Analyser vedrørende produktionssystemet.
- 3.3 Analyser vedrørende udlandsforbindelserne.
- 3.4 Analyser vedrørende forbrugssiden.

## **DEL 1. Forudsætninger.**

### ***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.

Del 1 beskriver forudsætningerne bag basisfremskrivningen, del 2 beskriver resultaterne, og i del 3 foretages en række følsomhedsanalyser og vurderinger af kritiske forudsætninger.

Beregningerne af basisfremskrivningen er foretaget på computermodellen, 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.

### ***1.2 Geografisk dækning og opløsning.***

Til brug for basisfremskrivningen er opstillet et datasæt for hele Norden<sup>2</sup>. Der opereres med 5 elområder: Eltra, Elkraft<sup>3</sup>, 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 32 fjernvarmeområder. Danmark beskrives ved 29 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 Norge, Sverige og Finland primært skal bruges til at producere en elpris, er forenklingen antagelig af mindre betydning.

### ***1.3 Brændselspriser.***

Basisdatasættet til Ramses6 opererer p.t. med 12 grundbrændsler<sup>4</sup>. Prisen for grundbrændslerne uden afgifter ses i figur 1 og tabel 1 nedenfor<sup>5</sup>. Der kan knyttes en række kommentarer til brændselsprisfremskrivningen:

---

<sup>2</sup> Med undtagelse af Island.

<sup>3</sup> Betegnelsen ”Eltra” er generelt benyttet om Danmark Vest (Jylland/Fyn), og betegnelsen ”Elkraft” er benyttet om Danmark Øst (Sjælland/Lolland/Falster/Bornholm).

<sup>4</sup> Det enkelte anlægs brændselstype specificeres ved at angive, hvor mange procent af hvert grundbrændsel, som anvendes. Et brændselmix kan f.eks. være 95% kul og 5% fuelolie.

<sup>5</sup> Det er muligt at specificere, at brændselkøb til bestemte anlæg sker til en anden pris end dem, der angives i tabellen. Dette benyttes f.eks. for norsk og svensk naturgas.

- Kulprisen, gasprisen og råolieprisen er baseret på seneste IEA-prognose, *World Energy Outlook 2004*. Energistyrelsen har udarbejdet et særskilt papir herom. De nuværende høje brændselspriser antages at falde til "IEA-niveau" fra 2009.
- 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 kraftværker<sup>6</sup>. For finske gaskraftværker antages prisen at være den samme som i Danmark, mens norske kraftværker antages at kunne købe gassen 10% billigere<sup>7</sup>. 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 1,36<sup>8</sup>. 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 anvendes p.t. ikke, så denne pris er uden betydning for beregningerne.
- Prisen for tørv er baseret på prisforudsætningerne i Balmorel. Tørv er ifølge Balmorel 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. Balmorels (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.

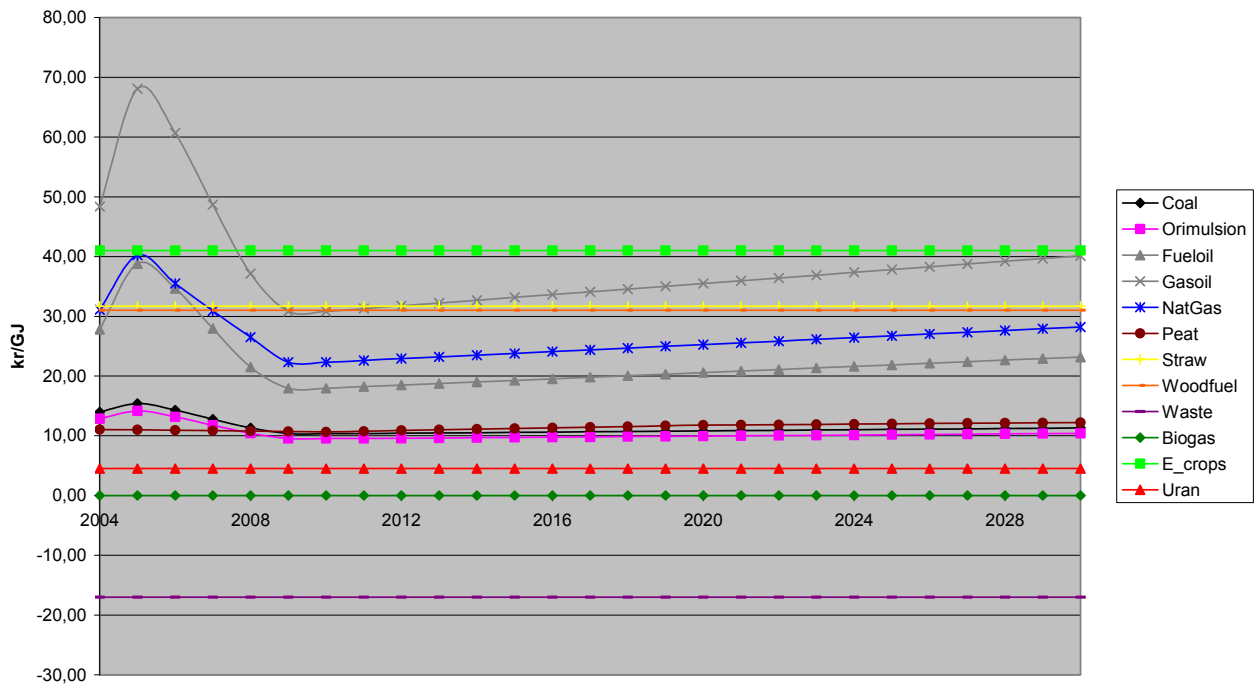
---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> En lignende antagelse benyttes af systemansvaret i Danmark.

<sup>8</sup> Beregnet ud fra storkundetariffen jan-dec 2004 (1,59 kr/m<sup>3</sup>) divideret med gasprisen til centrale værker i 2004 (29,54 kr/GJ = 1,17 kr/m<sup>3</sup>).

### Brændselspriser an værk



Figur 1. Brændselspriser an værk uden afgifter i basisfremskrivningen. 2002-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
2004	13,97	12,85	27,79	48,37	31,08	11,06	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2005	15,40	14,17	38,82	68,07	40,24	11,00	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2006	14,30	13,15	34,67	60,66	35,48	10,93	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2007	12,79	11,76	27,96	48,66	30,91	10,85	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2008	11,33	10,43	21,51	37,16	26,52	10,79	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2009	10,37	9,54	17,97	30,84	22,32	10,72	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2010	10,37	9,54	17,97	30,84	22,32	10,66	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2011	10,37	9,54	18,23	31,30	22,61	10,77	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2012	10,42	9,59	18,49	31,77	22,91	10,89	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2013	10,47	9,64	18,75	32,23	23,20	11,00	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2014	10,52	9,68	19,01	32,70	23,50	11,11	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2015	10,57	9,73	19,27	33,16	23,79	11,22	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2016	10,62	9,77	19,53	33,63	24,08	11,33	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2017	10,67	9,82	19,79	34,09	24,38	11,44	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2018	10,72	9,86	20,06	34,56	24,67	11,56	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2019	10,77	9,91	20,32	35,02	24,97	11,67	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2020	10,82	9,95	20,58	35,49	25,26	11,78	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2021	10,87	10,00	20,84	35,95	25,56	11,82	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2022	10,92	10,04	21,10	36,42	25,85	11,87	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2023	10,97	10,09	21,36	36,88	26,14	11,91	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2024	11,02	10,13	21,62	37,35	26,44	11,96	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2025	11,07	10,18	21,88	37,81	26,73	12,00	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2026	11,11	10,23	22,14	38,28	27,03	12,05	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2027	11,16	10,27	22,40	38,74	27,32	12,09	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2028	11,21	10,32	22,66	39,21	27,61	12,13	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2029	11,26	10,36	22,92	39,67	27,91	12,18	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53
2030	11,31	10,41	23,18	40,14	28,20	12,23	31,70	31,00	-17,00	0,00	41,00	4,53

Tabel 1. Brændselspriser an værk uden afgifter i basisfremskrivningen. 2002-prisniveau.

#### 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.

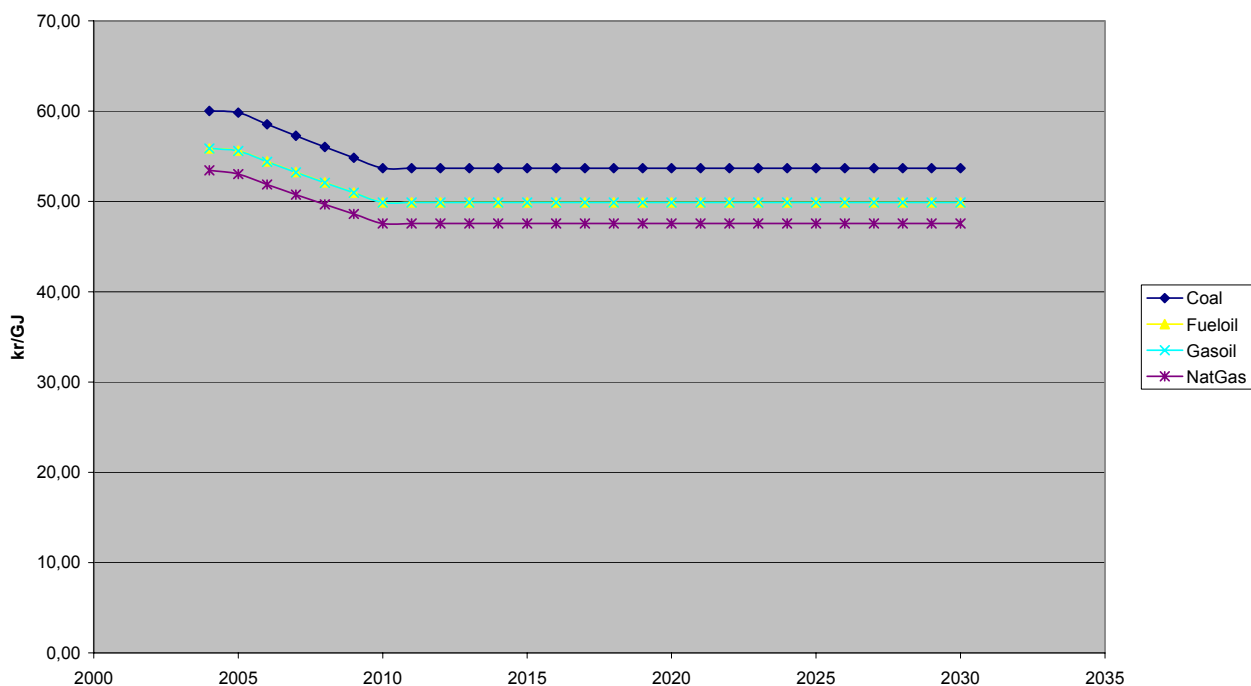
##### 1.4.1 Brændselsafgifter til fjernvarmeproduktion.

Både i Danmark, Sverige og Finland er brændsel til varmeproduktion afgiftsbelagt (energi- og CO<sub>2</sub>-afgift), mens brændsel til el ikke er afgiftsbelagt (afgiften ligger i forbrugsleddet). Der er imidlertid væsentlig forskel på afgiftens størrelse. Afgifterne i 2003 ses i tabel 2 nedenfor, omregnet til danske kr. pr. GJ. Figur 2 viser afgifternes udvikling i Danmark over tid i faste priser. Afgifterne antages at være konstante i løbende priser frem til 2010, herefter konstante i faste priser<sup>9</sup>. Afgifterne i de andre lande i fremtiden antages at have samme forhold til de danske afgifter som i 2003.

<sup>9</sup> Jf. Finansredegørelsen.



### Brændselsafgifter til varme i Danmark



Figur 2. Afgifter på brændsel til varmeproduktion i Danmark i faste 2002-kr.

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

Tabel 2. Afgifter (energi+CO<sub>2</sub>) på forskellige brændsler til varmeproduktion i de nordiske lande.

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.

#### 1.4.2 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 kraftvarmeværker). For kraftvarmeanlæg i de andre nordiske lande har det ikke været muligt at finde oplysninger om den afgiftsmæssige virkningsgrad ved kraftvarme.

<sup>10</sup> Kun CO<sub>2</sub>-afgift. Der er ingen energiafgift på kul i Norge.

<sup>11</sup> Naturgasafgiften i Norge til fjernvarmeproduktion er ikke fundet. Dette har mindre betydning, da fjernvarmeforbruget i Norge er yderst begrænset.

<sup>12</sup> Inkl. beredskabslagerafgift.

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.

#### 1.4.3 Elafgift til elkedler, elvarmepumper m.m.

Elafgiften anvendes i anlæg, der bruger el, f.eks. varmepumper og geotermiske anlæg. I Danmark er elafgiften til elopvarmning 501 DKK/MWh i 2002. I Sverige er den 192-227 SEK/MWh. I Norge er den 95 NOK/MWh. I Finland 0,44 Eurocents/kWh (godt 30 DKK/MWh).

#### 1.4.4 CO<sub>2</sub>-pris (kvotepris).

CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-reduktion m.m.

- Der antages en kvotepris på 50 kr/ton i perioden 2005-12. Dette baseres på beregninger fra bl.a. Copenhagen Economics i forbindelse med Klimastrategien fra 2002/2003. Priserne på EU-kvoter for perioden 2005-7 ligger p.t. over 15 €/ton.
- Efter 2012 afhænger kvoteprisen af, hvordan den internationale klimaindsats tilrettelægges. Rusland har ratificeret Kyotoaftalen, men det antages, at USA ikke ratificerer. Som følge heraf forbliver klimaindsatsen moderat, og udbuddet af kvoter reduceres ikke væsentligt i forhold til 2008-12. Det antages, at kvoteprisen stiger jævnt fra 2013 op til 150 kr/ton i 2017 og herefter fortsætter uændret. Dette skøn baseres på vurderinger fra ECON fra november 2004.
- Det antages, at Norge indfører CO<sub>2</sub>-kvoter senest i 2008, så norske fossile kraftværker er underlagt samme miljøomkostninger på marginalen som i EU-landene fra 2008.

Beregningsmæssigt håndteres CO<sub>2</sub>-kvoter på den måde, at de marginale produktionsomkostninger tillægges CO<sub>2</sub>-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.

#### 1.4.5 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.

#### 1.4.6 NO<sub>x</sub>-afgift.

Sverige har som det eneste nordiske land en NO<sub>x</sub>-afgift. Den har størrelsen 40 SEK/kg NO<sub>x</sub>. 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<sub>x</sub>-udledning og den gennemsnitlige producents NO<sub>x</sub>-udledning<sup>13</sup>.

Det er valgt beregningsmæssig at se bort fra NO<sub>x</sub>-afgiften, da dens betydning for de marginale produktionsomkostninger vurderes at være beskedene.

#### 1.4.7 Inflation i relation til afgifter.

Det er indtil videre valgt – i overensstemmelse med skattestoppet - at fastholde afgifter i løbende priser. Dvs. de deflateres i faste priser. Dog fastholdes afgifterne i faste priser efter 2010, jf. ovenfor.

### **1.5 Fysiske brændselsegenskaber.**

Ramses6 benytter en række fysiske data for de forskellige brændsler. Disse fremgår af tabel 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 <sub>2</sub>	95,0	80,0	78,0	74,0	56,9	106,0	0,0	0,0	17,6 <sup>14</sup>	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. Fysiske brændselsegenskaber.

### **1.6 Elforbruget ab værk.**

Forudsætningerne vedr. elforbrugets udvikling ab værk ses i figur 3 og tabel 4 nedenfor. For Danmark er anvendt Energistyrelsens prognose fra april 2005 baseret på EMMA-modellen. 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 systemansvarenes og Energistyrelsens elprognoser for Danmark.

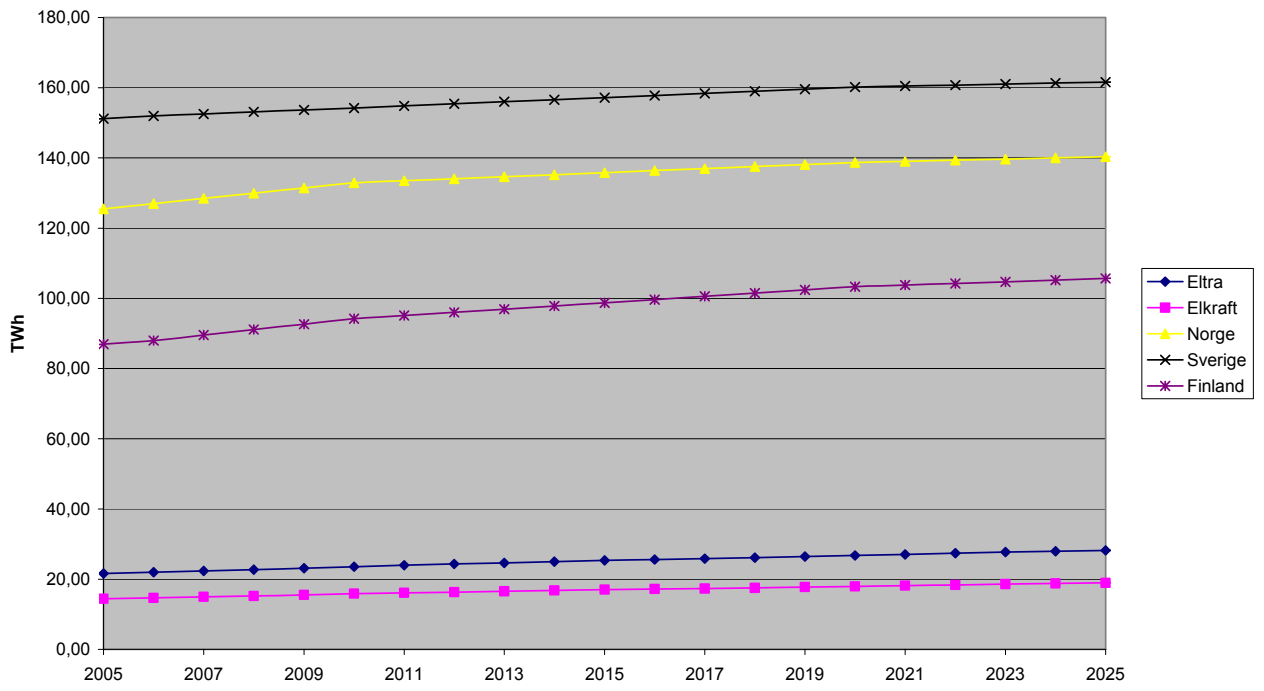
For Norge, Sverige og Finland er anvendt oplysninger fra Nordels årsberetninger frem til 2006. Herefter er antaget følgende udvikling i elforbruget:

- Norge: Prognose fra Statistisk Sentralbyrå (ref. 100). For 2030 er anvendt ref. 51.
- Sverige. Stigning til 164,6 TWh ab værk i 2020 (ref. 73). For 2030 er anvendt ref. 51.
- Finland: Ref. 51.

<sup>13</sup> Der synes at være en tendens til, at de svenske anlæg har væsentligt lavere NO<sub>x</sub>-udledning end f.eks. de danske, omend dette ikke er checket mere systematisk.

<sup>14</sup> Affalds CO<sub>2</sub>-udledningsfaktor svarer til den ikke-biologiske del af affaldet, navnlig plastic. DMU's faktor er anvendt.

### Elforbrug ab værk



Figur 3. Elforbrug ab værk i basisfremskrivningen.

År	Eltra TWh	Elkraft TWh	Norge TWh	Sverige TWh	Finland TWh
2004	21,25	14,29	123,96	150,36	85,93
2005	21,50	14,38	125,48	151,18	86,97
2006	21,76	14,57	127,00	152,00	88,00
2007	22,11	14,83	128,48	152,55	89,55
2008	22,54	15,13	129,95	153,10	91,10
2009	23,02	15,47	131,43	153,65	92,65
2010	23,52	15,83	132,90	154,20	94,20
2011	23,93	16,08	133,48	154,80	95,11
2012	24,31	16,32	134,06	155,40	96,02
2013	24,65	16,55	134,64	156,00	96,93
2014	25,01	16,79	135,22	156,60	97,84
2015	25,35	17,01	135,80	157,20	98,75
2016	25,58	17,17	136,38	157,80	99,66
2017	25,86	17,35	136,96	158,40	100,57
2018	26,15	17,55	137,54	159,00	101,48
2019	26,48	17,77	138,12	159,60	102,39
2020	26,83	18,01	138,70	160,20	103,30
2021	27,14	18,22	139,03	160,48	103,77
2022	27,43	18,41	139,36	160,76	104,24
2023	27,77	18,64	139,69	161,04	104,71
2024	28,00	18,79	140,02	161,32	105,18
2025	28,27	18,97	140,35	161,60	105,65
2026	28,48	19,11	140,68	161,88	106,12
2027	28,67	19,24	141,01	162,16	106,59
2028	28,85	19,37	141,34	162,44	107,06
2029	29,03	19,48	141,67	162,72	107,53
2030	29,20	19,60	142,00	163,00	108,00
<b>Stigning 2004-2030</b>	38%	38%	15%	8%	26%

Tabel 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.

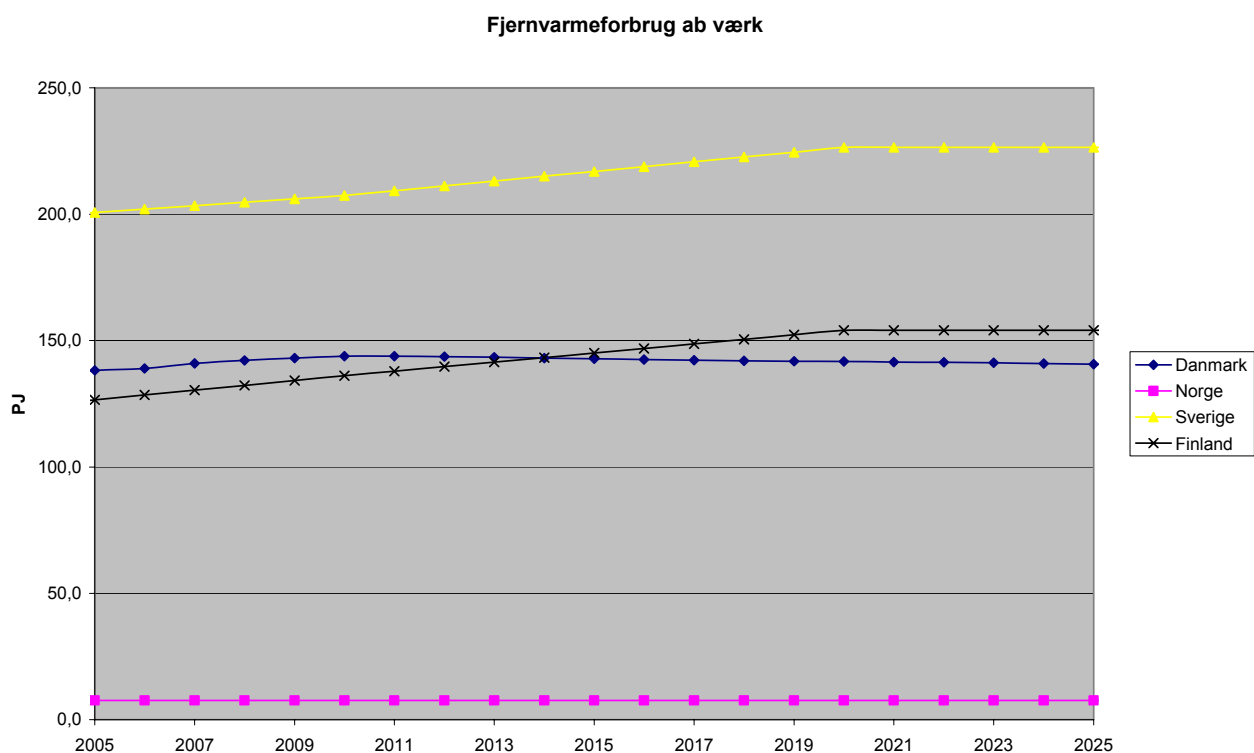
#### Fleksible elforbrug:

Der regnes i basisfremskrivningen kun med fleksible elforbrug i den udstrækning der i værk-databasen er defineret elkedler, varmepumper og lignende. Potentialet for fleksibelt (priselastisk) elforbrug er af Nordel opgjort til ca. 12000 MW i Norden, heraf 500 MW i Danmark. I ref. 83 opgøres potentialet i Danmark til 660 MW. Hvor stor en del heraf, som i praksis vil kunne realiseres, er p.t. uafklaret.

Der udføres i del 3 en følsomhedsberegning på konsekvenserne af øget fleksibelt elforbrug.

### 1.7 Fjernvarmeforbruget ab værk.

Den forudsatte udvikling i fjernvarmeforbruget ab værk ses i figur 5 og tabel 6 nedenfor. For Danmark er fjernvarmeprogno sen 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 5. Prognose for fjernvarmeforbrug ab værk i basisfremskrivningen.

År	Danmark	Norge	Sverige	Finland
	PJ	PJ	PJ	PJ
2004	136,8	7,6	199,4	124,7
2005	136,6	7,6	200,7	126,6
2006	135,4	7,6	202,1	128,5
2007	136,9	7,6	203,4	130,4
2008	139,2	7,6	204,7	132,3
2009	141,5	7,6	206,0	134,2
2010	143,2	7,6	207,4	136,1
2011	143,7	7,6	209,3	137,9
2012	143,6	7,6	211,2	139,7
2013	143,4	7,6	213,1	141,5
2014	143,1	7,6	215,0	143,3
2015	142,8	7,6	216,9	145,1
2016	142,5	7,6	218,8	146,9
2017	142,2	7,6	220,7	148,7
2018	142,1	7,6	222,6	150,5
2019	141,9	7,6	224,5	152,3
2020	141,8	7,6	226,4	154,1
2021	141,6	7,6	226,4	154,1
2022	141,4	7,6	226,4	154,1
2023	141,3	7,6	226,4	154,1
2024	140,9	7,6	226,4	154,1
2025	140,7	7,6	226,4	154,1
2026	140,3	7,6	226,4	154,1
2027	139,9	7,6	226,4	154,1
2028	139,5	7,6	226,4	154,1
2029	139,1	7,6	226,4	154,1
2030	138,8	7,6	226,4	154,1
Stigning 2004-2030	2%	0%	14%	24%

Tabel 6. Prognose for fjernvarmeforbruget af værk i basisfremskrivningen.

### **1.8 Eltransmissionslinier.**

Der regnes i basisfremskrivningen kun med eksisterende overføringsforbindelser mellem Nordlandene. Dog medregnes en ny Fennoskan-forbindelse mellem Finland og Sverige, der er besluttet som forudsætning for idriftsættelse af den 5. finske kernekraftreaktor (ref. 98). Tabel 7 nedenfor viser de anvendte data (fra Nordels statistik 2003). Mulige nye ledninger (ud over Fennoskan2) er lagt ind med data fra Nordel-rapporten, ”Prioriterede snit”, men de indgår ikke i basisfremskrivningen.

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 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. M.h.t. havvindmølleudbygningen er ilandføringsinvesteringer medregnet, mens interne netforstærkninger ikke er.

Navn	Fra/Til	Til/Fra	Med i basis?	Kapacitet	Revision	Havari
				MW	p.u.	p.u.
<b>Storebælt</b>	<b>Eltra</b>	<b>Elkraft</b>	<b>nej</b>	<b>600</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Tjele-Kristianssand	Eltra	Norge	ja	1040	5%	1%
<b>Skagerrak3</b>	<b>Eltra</b>	<b>Norge</b>	<b>nej</b>	<b>600</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
V.Hassing-Lindome	Eltra	Sverige	ja	370	5%	1%
V.Hassing-Göteborg	Eltra	Sverige	ja	380	5%	1%
Hovegård-Söderåsen1	Elkraft	Sverige	ja	713	5%	1%
Hovegård-Söderåsen2	Elkraft	Sverige	ja	713	5%	1%
Teglstrupgård-Mörarp	Elkraft	Sverige	ja	312	5%	1%
Hasle-Borby	Elkraft	Sverige	ja	60	5%	1%
<b>Kattegat1</b>	<b>Elkraft</b>	<b>Norge</b>	<b>nej</b>	<b>600</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Sildvik-Tornehamn	Norge	Sverige	ja	50	5%	1%
Ofoten-Ritsem	Norge	Sverige	ja	700	5%	1%
Røssaga-Ajaure	Norge	Sverige	ja	415	5%	1%
Linnvasselv-transformator	Norge	Sverige	ja	50	5%	1%
Nea-Järpstrømmen	Norge	Sverige	ja	900	5%	1%
<b>Nea-Järpstrømmen2</b>	<b>Norge</b>	<b>Sverige</b>	<b>nej</b>	<b>600</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
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%
<b>Fennoskan2 (2010)</b>	<b>Sverige</b>	<b>Finland</b>	<b>ja</b>	<b>600</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Petäjäskoski-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 7. Oversigt over eksisterende og nye udvekslingsforbindelser.

### 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 8.

Elimport til Norden i TWh	Rusland-Finland	Tyskland-Sverige	Polen-Sverige	Tyskland-Eltra	Tyskland-Elkraft	Rusland-Norge
1998	4,82	-0,14	-	-4,44	-0,50	0,19
1999	5,21	-1,22	-	-4,17	-0,65	0,23
2000	4,52	-0,57	-0,37	-5,15	-0,45	0,23
2001	7,69	0,13	-1,70	-1,17	0,53	0,21
2002	7,94	0,50	-0,93	-2,22	0,04	0,22
2003	11,33	1,62	2,64	-0,07	1,42	0,18
Forudsat 2005-2030 <sup>15</sup>	12	0	0	0	0	0,21
<b>Max. udvekslingskapacitet, MW</b>	<b>1560</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>1350</b>	<b>600</b>	<b>50</b>

Tabel 8. 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 TWh<sup>16</sup> 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).

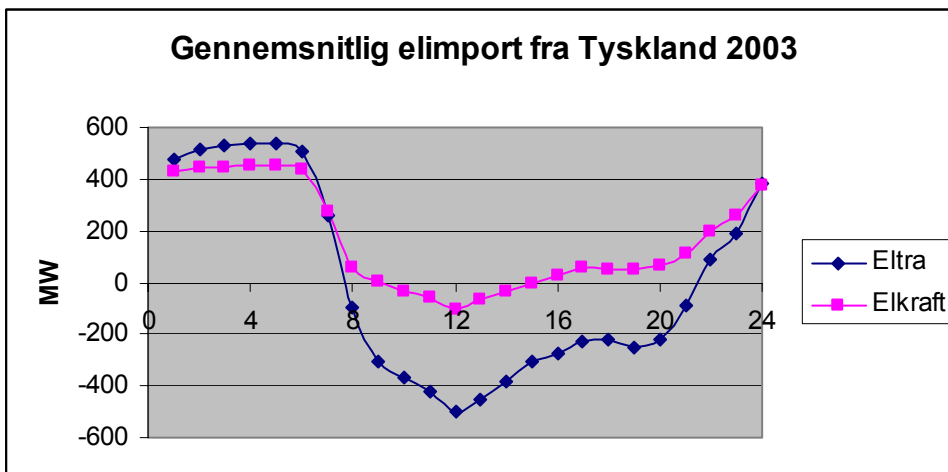
Selv om der ikke er netto-udveksling, kan der være udveksling i skiftende retninger i de enkelte timer. Ramses6 kan håndtere ekstern eludveksling på to måder: Enten ved eksogent givne værdier for eleksport/-import eller ved et prisinterface<sup>17</sup>.

I figur 6 og 7 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.

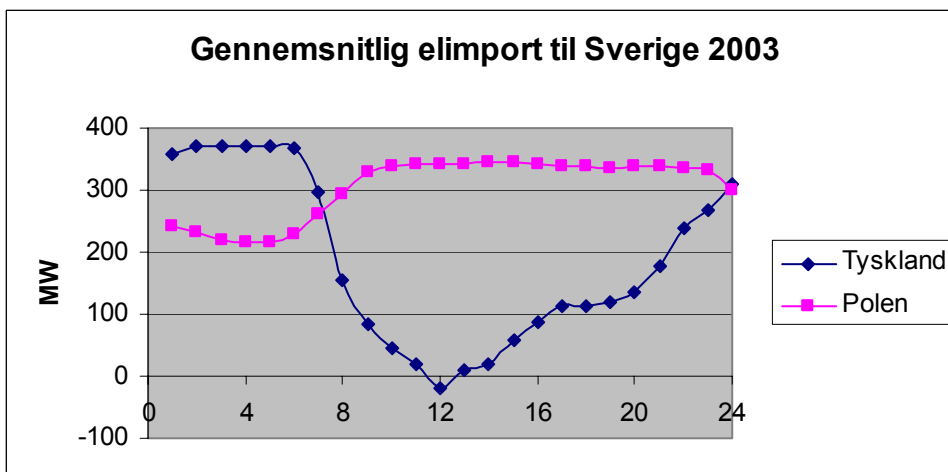
<sup>15</sup> Antagelsen gælder for normale vandår.

<sup>16</sup> De 12 TWh inkluderer forventet import på 1 TWh fra en mulig forbindelse mellem Finland og Estland.

<sup>17</sup> Hermed menes, at elimporten i MW til et område i RAMSES6 fra lande uden for modellen beskrives som en funktion af elprisen.



Figur 6. Gennemsnitlige døgnvariationer<sup>18</sup> på eludveksling mellem Danmark og Tyskland 2003.



Figur 7. 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 modellere Tyskland ved et prisinterface<sup>19</sup>.

### 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 Finland<sup>20</sup>.

<sup>18</sup> F.eks. er udvekslingen kl. 12 beregnet som gennemsnit af de 365 værdier i 2003 af udvekslingen kl.12.

<sup>19</sup> Den 1. september 2005 lancerer 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.

<sup>20</sup> 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.

Databasen er blevet til på baggrund af en lang række forskellige kilder. Der henvises til referencelisten sidst i notatet.

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 9 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 <sup>21</sup> MW havvind	Kapacitet 97 MW i 2002.	Kapacitet 339 MW i 2002.	Kapacitet 43 MW i 2002.
Solceller, fuelcells etc.	Ingen	Ingen.	Ingen <sup>22</sup>	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)
Varmelagre	Århus, Ålborg, Viborg, TVIS, Sønderborg, Holstebro, Odense, Herning, Grenå, Brønderslev, Frederikshavn, Esbjerg	Slagelse, Næstved, Vordingborg, KBHvand, Hillerød, Helsingør	Ingen	Ingen	Ingen
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

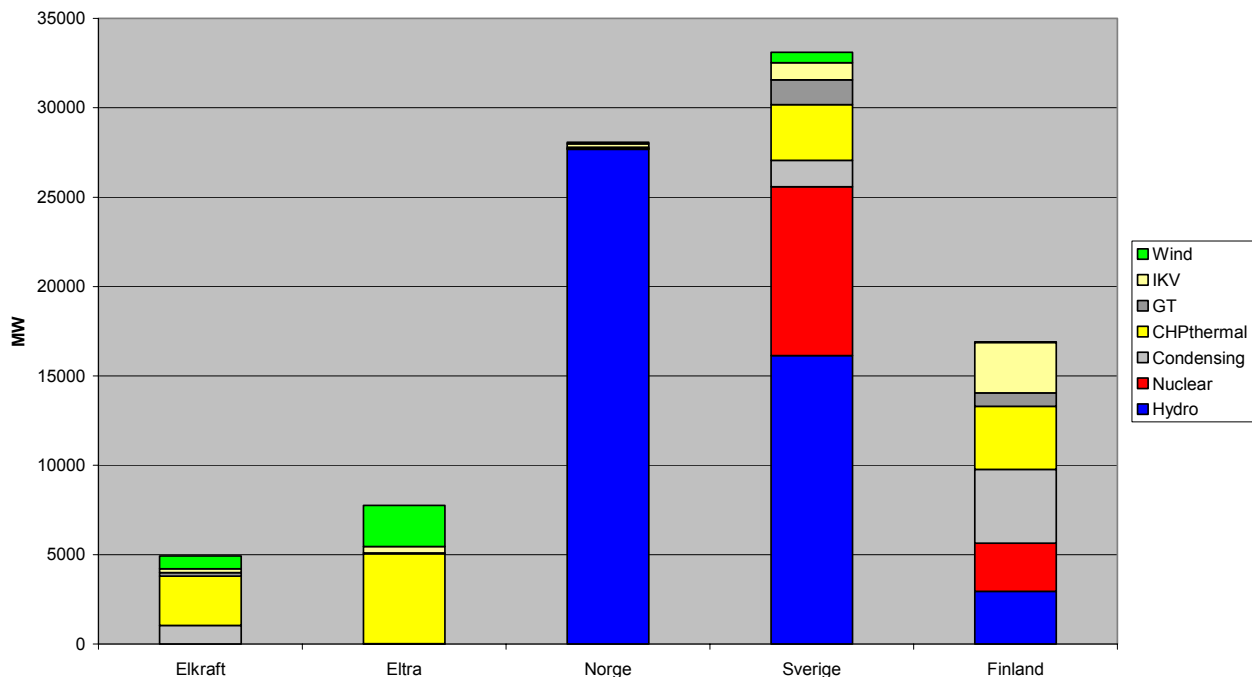
Tabel 9. Oversigt over eksisterende el- og fjernvarmeproduktionsanlæg i Norden i grunddatasættet.

I figur 8 er vist en grafisk fremstilling af den installerede kapacitet i Norden omkring primo 2004.

<sup>21</sup> Møllerne på Middelgrunden, Tunø Knob m.m. er talt med under landvindmøller.

<sup>22</sup> Et 17 kW solceleanlæg er ikke medregnet p.g.a. dets ringe størrelse.

Eleffektens sammensætning ca. 2004



Figur 8. Den installerede kapacitet i Norden ca. primo 2004. Vindmøllerne indgår her – i modsætning til senere i notatet - 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 CO<sub>2</sub>-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 levetid<sup>23</sup> 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 år<sup>24</sup>). Dette indebærer følgende sidste driftsår for større eksisterende enheder:

<sup>23</sup> Med 35 års levetid burde ASV5 udgå 2015. Skrotningen er dog udskudt to år aht. en jævn kapacitetsafgang.

<sup>24</sup> 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 10a. 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 10b.

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. 92<sup>25</sup>. Dette betyder, at Forsmark, Oskarshamn og Ringhals kernekraftværkerne beregningsmæssigt skrottes i perioden 2012 til 2025.

---

<sup>25</sup> Reelt er der regnet med 41 år, hvilket synes at være forudsætningen i ref. 92.

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
KARSKÄR 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 10b. 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 10c.

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 10c. Forudsætninger om skrotninger af eksisterende finske termiske elproduktionsanlæg over 100 MW. (R) Anlægget antages renoveret i basisfremskrivningen (se nedenfor).



### Nye produktionsanlæg frem til 2010.

Før 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 11.

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	Ingen nye store værker. 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 11. Antagelser vedr. udviklingen/ændringen i produktionssystemet frem til 2010.

#### Bemærkninger til tabel 11:

- 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 nye gaskraftværker i Norge indtil 2010. 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.

### 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. Dette er konsistent med analyserne i ref. 80. Heri nævnes dog, at bølgekraft eventuelt kan blive økonomisk interessant på længere sigt. 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 markeds-mæssige 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 optimale<sup>26</sup> 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 af (ref. 11). 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 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

---

<sup>26</sup> Optimal for producenterne.

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 60% af havmøllekapaciteten efter 2010 placeres i Vestdanmark og 40% i Østdanmark. Dette er en skønmæssig afvejning begrundet i hensyn til vindressourcerne og elnettet.

#### SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledning fra forskellige elproduktionsanlæg.

Oplysninger om afsvovlingsgrader og NO<sub>x</sub>-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<sub>x</sub>-faktorer, og afsvovlingsgraderne er skønnet til 95% for større, fossile anlæg. NO<sub>x</sub>-faktorerne påvirker ikke produktionsomkostningerne (idet der ikke regnes med NO<sub>x</sub>-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 omfang<sup>27,28</sup>. Der er gjort antagelser som i tabel 12, delvis baseret på data, som anvendes i Eltras SIVAEL model. Rådigheden af ledninger er angivet i tabel 7.

Anlægstype	Revision (planlagt udetid)	Havari (ikke-planlagt udetid)
Damp turbine	7%	7% (§)
Damp turbine Combined Cycle	7%	7%
Gas turbine Combined Cycle	5%	5%
Gas-/dieselmotor	3%	5%
Gas turbine	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 12. 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.

<sup>27</sup> 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.

<sup>28</sup> Nordpool opgør også havarier. Tallene herfra er ikke anvendt. Dette vil kræve en vis bearbejdning.

### **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 CO<sub>2</sub>-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 13a, 13b og 13c 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 13a 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 fjernvarmemarkederne 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 13b gælder for kulfyrede kondensværker og 13c 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 usikkerhed<sup>29</sup>.

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 CO<sub>2</sub>-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 kraftvarmeverker. Niveauet 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. Der ligger ikke heri nogen stillingtagen til, hvad gratistildelingen ”bør” være. Gratistildelingen har imidlertid væsentlig indflydelse på investeringsincitamentet og bør derfor overvejes nærmere. Desuden er det væsentligt at søge mod en international koordinering af gratistildelingen af kvoter, således at u hensigtsmæssige lokaliseringssincitamentet undgås. I den beregningstekniske antagelse er forudsat en international harmonisering af gratistildelingen, uanset at denne vil kræve en indsats at opnå.

---

<sup>29</sup> De 10% svarer til den rente, der i visse beregninger anvendes i Balmorel.

År	Virkningsgrad	Investering	D&V	Brændsel	Kvoter	Total
		kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh
2010	60%	96,3	29,1	120,7	12,8	259
2011	60%	96,3	29,1	122,0	12,8	260
2012	60%	96,3	29,1	123,2	12,7	261
2013	60%	96,3	29,1	124,5	17,8	268
2014	61%	96,3	29,1	125,7	22,8	274
2015	61%	96,3	29,1	127,0	27,7	280
2016	61%	96,3	29,1	128,2	32,6	286
2017	61%	96,3	29,1	129,5	37,5	292
2018	61%	96,3	29,1	130,7	37,4	293
2019	61%	96,3	29,1	131,9	37,3	295
2020	61%	96,3	29,1	133,2	37,2	296
2021	62%	96,3	29,1	134,4	37,0	297
2022	62%	96,3	29,1	135,6	36,9	298
2023	62%	96,3	29,1	136,8	36,8	299
2024	62%	96,3	29,1	138,0	36,7	300
2025	62%	96,3	29,1	139,2	36,5	301
2026	62%	96,3	29,1	140,4	36,4	302
2027	63%	96,3	29,1	141,5	36,3	303
2028	63%	96,3	29,1	142,7	36,2	304
2029	63%	96,3	29,1	143,9	36,1	305
2030	63%	96,3	29,1	145,0	35,9	306

Tabel 13a. Langsigtede marginalomkostninger for nyt, naturgasfyret combined cycle kondensværk med 5000 fuldlasttimer, opført i perioden 2010 til 2030. Norske gaspriser (inkl. køb af CO<sub>2</sub>-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	73,2	29,3	357
2011	51%	210,0	44,7	72,9	29,1	357
2012	51%	210,0	44,7	73,0	29,0	357
2013	52%	210,0	44,7	73,1	40,4	368
2014	52%	210,0	44,7	73,1	51,7	380
2015	52%	210,0	44,7	73,2	62,9	391
2016	52%	210,0	44,7	73,2	74,1	402
2017	52%	210,0	44,7	73,3	85,1	413
2018	53%	210,0	44,7	73,4	84,7	413
2019	53%	210,0	44,7	73,4	84,3	412
2020	53%	210,0	44,7	73,5	84,0	412
2021	53%	210,0	44,7	73,5	83,6	412
2022	53%	210,0	44,7	73,6	83,2	412
2023	54%	210,0	44,7	73,7	82,9	411
2024	54%	210,0	44,7	73,7	82,5	411
2025	54%	210,0	44,7	73,8	82,2	411
2026	54%	210,0	44,7	73,8	81,8	410
2027	54%	210,0	44,7	73,9	81,5	410
2028	55%	210,0	44,7	73,9	81,1	410
2029	55%	210,0	44,7	74,0	80,8	409
2030	55%	210,0	44,7	74,0	80,4	409

Tabel 13b. 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 CO<sub>2</sub>-kvoter. Gratiskvoter til nye elproduktionsanlæg: 25% af 1710 kvoter pr. MW pr. år<sup>30</sup>. Teknologidata: Ref. 70.

<sup>30</sup> 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	-103,4	230
2011	8,2	250,8	80,5	-103,4	228
2012	8,1	249,7	79,0	-103,4	225
2013	8,1	248,5	77,5	-103,4	223
2014	8,0	247,4	76,0	-103,4	220
2015	8,0	246,3	74,5	-103,4	217
2016	8,0	245,1	73,0	-103,4	215
2017	7,9	244,0	71,5	-103,4	212
2018	7,9	242,8	70,0	-103,4	209
2019	7,9	241,7	68,5	-103,4	207
2020	7,8	240,5	67,1	-103,4	204
2021	7,8	239,4	65,6	-103,4	201
2022	7,7	238,2	64,1	-103,4	199
2023	7,7	237,1	62,6	-103,4	196
2024	7,7	235,9	61,1	-103,4	194
2025	7,6	234,8	59,6	-103,4	191
2026	7,6	233,7	58,1	-103,4	188
2027	7,6	232,5	56,6	-103,4	186
2028	7,5	231,4	55,1	-103,4	183
2029	7,5	230,2	53,6	-103,4	180
2030	7,5	229,1	52,2	-103,4	178

Tabel 13c. Langsigtede marginalomkostninger for havmøllepark i Danmark med 3820 fuldlasttimer, opført i perioden 2010 til 2030. Realrente: 10%. Afskrivningstid: 20 år. Teknologidata: Ref. 70.

Tabel 13a, 13b og 13c 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 ekstraintjening 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 13a, 13b og 13c sammenlignes, skal der således tages højde for forskellen i den faktiske indtjening. I tabel 13d er der foretaget en sådan sammenligning, hvor produktionsomkostningerne fra tabel 13a og 13b er korrigeret ned med 1 øre/kWh, og produktionsomkostningerne fra tabel 13c er korrigeret op med 5 øre/kWh. De korrigerede produktionsomkostninger i tabel 13d kan sammenlignes direkte med den gennemsnitlige spotpris,



forstået på den måde, at når spotprisen er højere end elpriserne i tabel 13d, da ”bør” investorerne opføre ny kapacitet.

År	NGCC	KulKad	Havmøller
2010	25 øre/kWh	35 øre/kWh	28 øre/kWh
2020	29 øre/kWh	40 øre/kWh	25 øre/kWh

Tabel 13d. Sammenligning af korrigerede, langsigtede produktionsomkostninger (LRMC\*) for tre anlægstyper i 2010 og 2020.

Beregningsviser, 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. Det antages på denne baggrund, at investorer vil vælge nye gasfyrede frem for nye kulfyrede anlæg. Valget af gasteknologier harmonerer med oplysninger fra IEA<sup>31</sup> om, at 75% af den ordrede kapacitet i verden i dag er gasfyret. Gasfyrede værker og havmøller er nogenlunde ligeværdige – med et lille plus til gas på mellemlang sigt (2010) og et lille plus til havmøller på lang sigt (2020). Det understreges, at tabel 13d ikke giver det endelige svar på, hvornår det kan betale sig at investere. Tabellen bruges blot som pejlemærke; i del 2 analyseres egentlige cash-flow for de nye anlæg.

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 renoweringen/levetidsforlængelsen. Jo flere penge, der investeres, des længere bliver restlevetiden, og des bedre bliver virkningsgraden af det renowerede/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 10 er angivet hvilke anlæg, som i basisfremskrivningen antages renoweret/ levetidsforlænget.

Med disse antagelser bliver renoweringer/levetidsforlængelser økonomisk acceptable med basisfremskrivningens brændselsprisforudsætninger (i modsætning til bygning af nye kulfyrede anlæg, der er klart dyrere end bygning af nye gasfyrede anlæg). Eksistensen af en andel kulfyrede anlæg i elsystemet giver en vis fleksibilitet i forhold til svingende brændselspriser og nedbør.

Der er ikke regnet med multibrændselsanlæg (som AVV2) i fremskrivningen. Disse har umiddelbart en fordel m.h.t. brændselsfleksibilitet, da de kan bruge kul, olie, gas og biomasse i meget variable forhold. Men investeringen er relativt høj og (el-)virkningsgraden mindre end for et combined cycle anlæg. Det er derfor vurderet, at prisen for fleksibilitet er for høj til at motivere en kommerciel investeringsbeslutning i multibrændselsanlæg. Skulle udbygningen med gasfyrede combined cycle anlæg vise sig forfejlet (i den forstand at gasprisen f.eks. udvikler sig til væsentlig ugunst for denne teknologi, eller der viser sig problemer med gasforsyningen), har man på sigt muligheden for at tilføje eksempelvis kulforgasningsanlæg. Dette er kendt teknologi, omend teknologien i dag ikke kan konkurrere med konventionel kulstøvsfyring. Det at bygge et combined cycle anlæg først og tilføje et kulforgasningsanlæg senere er ikke væsensforskelligt fra det f.eks. at bygge et multibrændselsanlæg til gasfyring først og så bygge miljøanlæg senere m.h.p. kulfyring. Dog vil et kulforgasningsanlæg formentlig være dyrere end et miljøanlæg. Ud over kulforgasning er der på sigt også mulighed for forgasset biomasse eller affald. Dette kræver dog en vis teknologisk

<sup>31</sup> Fatih Birol 29/10 04.

udvikling. Samlet har multibrændselsanlæg givetvis større brændselsfleksibilitet end combined cycle anlæg. I hvilket omfang investorer er parate til at betale prisen for denne fleksibilitet, er uafklaret i dag.

Der er heller ikke regnet med boostning af eksisterende kulfyrede værker. Ved boostning forstås, at et eksisterende værk – typisk et kulfyret kraftværk – får tilføjet en gasturbine – typisk gasfyret. Denne bruges f.eks. til forvarmning af kraftværkets kølevand, hvorved værkets samlede elvirkningsgrad og elkapacitet stiger, og marginalvirkningsgraden for den naturgasfyrede del typisk kommer til at minde om virkningsgraden på et nyt gasfyret combined cycle værk. Til en vis grad minder et boostet kulkraftværk om ovennævnte multibrændselsanlæg. Fordelen ved boostning er, at investeringerne normalt vil være mindre end ved bygning af et nyt gaskraftværk – for samme forøgelse af effekten. Ulempen er, at de kulkraftværker, det kunne komme på tale at booste med gasturbiner, måske ikke har så lang restlevetid, og at det gamle kulkraftværk, som bliver boostet, stadig har begrænset virkningsgrad og relativt høje udledninger af NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>. Det er derfor ikke givet, at boostning med naturgas samlet vil være bedre end bygning af nye combined cycle anlæg. Det ovenfor beskrevne valg af en blanding mellem nye gasfyrede combined cycle værker og renovering/levetidsforlængelse af eksisterende kulfyrede værker kan dog med en vis ret siges at være beregningsmæssigt ækvivalent med et antal boostede kulkraftværker.

Investeringsbeslutninger i Norden i basisfremskrivningen antages foretaget i overensstemmelse med beregningerne og principperne ovenfor. Den konkrete implementering beskrives nærmere i del 2.

### ***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 fastsat<sup>32</sup> 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 antaget<sup>33</sup>, 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 landmøller er markedspris plus 10 øre/kWh. Desuden modtages et balanceringsstillæg på 2,3 øre/kWh. Nye havmøller etableres efter udbud, hvor pristillæg forhandles. 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.

<sup>32</sup> Bekendtgørelse 786 af 21. august 2000.

<sup>33</sup> Politisk aftale af 29. marts 2004.

- Der ydes 17 øre/kWh<sup>34</sup> 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 GWh<sup>35</sup>. Elproduktionstilskuddet lægges oven i tretidstariffen. Affaldsbaseret kraftvarme modtager tilskud på 7 øre pr. kWh<sup>36</sup> 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 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. 96).

Norge antages at tilslutte sig det svenske VE-bevismarked i 2007, og VE-tilskuddet i Norge regnes derfor identisk med VE-tilskuddet i Sverige. Den samme antagelse er for nemheds skyld gjort for Finland.

### **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 varmereproducenternes samlede indtjening. Hvert fjernvarmeproduktionsanlæg har en varmesalgspris, som antages konstant inden for et givet år.

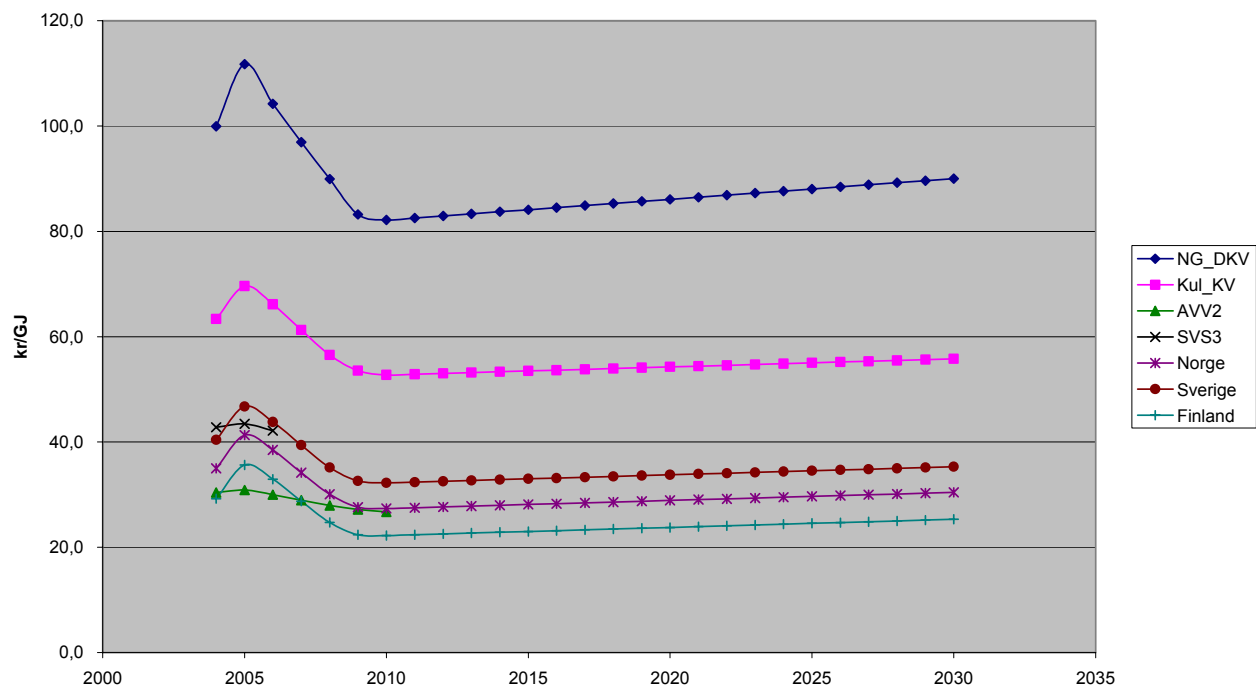
Det er vurderet som praktisk umuligt at skaffe faktiske, kontraktmæssige varmesalgspriser ab værk for alle anlæg. I stedet er udarbejdet syntetiske varmesalgspriser baseret på brændselspriserne og nogle overordnede beregningsprincipper. Figur 9 og tabel 14 viser de anvendte varmepriser.

<sup>34</sup> Bekendtgørelse 1364 af 20. december 2000 om pristillæg til elektricitet fra visse vedvarende energianlæg.

<sup>35</sup> Barmarksværker er ikke omfattet af grænsen på 8 GWh.

<sup>36</sup> Anlæg under 3 MW modtager dog 10 øre/kWh.

### Varmepriser ab værk



Figur 9. Varmepriser ab værk i basisfremskrivningen.

	<b>NG_DKV</b>	<b>Kul_KV</b>	<b>AVV2</b>	<b>SVS3</b>	<b>Norge</b>	<b>Sverige</b>	<b>Finland</b>
<b>Year</b>	<b>kr/GJ</b>	<b>kr/GJ</b>	<b>kr/GJ</b>	<b>kr/GJ</b>	<b>kr/GJ</b>	<b>kr/GJ</b>	<b>kr/GJ</b>
2004	100,0	63,4	30,4	42,8	35,0	40,4	29,2
2005	111,8	69,6	30,9	43,5	41,3	46,7	35,6
2006	104,2	66,2	30,0	42,2	38,5	43,8	32,9
2007	96,9	61,3	28,9	#I/T	34,2	39,4	28,7
2008	89,9	56,5	28,0	#I/T	30,1	35,1	24,7
2009	83,2	53,5	27,2	#I/T	27,6	32,6	22,4
2010	82,1	52,7	26,7	#I/T	27,4	32,2	22,2
2011	82,5	52,9	#I/T	#I/T	27,5	32,4	22,4
2012	82,9	53,0	#I/T	#I/T	27,7	32,5	22,5
2013	83,3	53,2	#I/T	#I/T	27,8	32,7	22,7
2014	83,7	53,3	#I/T	#I/T	28,0	32,8	22,8
2015	84,1	53,5	#I/T	#I/T	28,1	33,0	23,0
2016	84,5	53,6	#I/T	#I/T	28,3	33,1	23,2
2017	84,9	53,8	#I/T	#I/T	28,4	33,3	23,3
2018	85,3	53,9	#I/T	#I/T	28,6	33,5	23,5
2019	85,7	54,1	#I/T	#I/T	28,7	33,6	23,6
2020	86,1	54,3	#I/T	#I/T	28,9	33,8	23,8
2021	86,5	54,4	#I/T	#I/T	29,0	33,9	23,9
2022	86,9	54,6	#I/T	#I/T	29,2	34,1	24,1
2023	87,3	54,7	#I/T	#I/T	29,4	34,2	24,2
2024	87,7	54,9	#I/T	#I/T	29,5	34,4	24,4
2025	88,0	55,0	#I/T	#I/T	29,7	34,5	24,5
2026	88,4	55,2	#I/T	#I/T	29,8	34,7	24,7
2027	88,8	55,3	#I/T	#I/T	30,0	34,8	24,8
2028	89,2	55,5	#I/T	#I/T	30,1	35,0	25,0
2029	89,6	55,6	#I/T	#I/T	30,3	35,1	25,2
2030	90,0	55,8	#I/T	#I/T	30,4	35,3	25,3

Tabel 14. Varmepriser ab værk i basisfremskrivningen (inkl. afgiftsbetaling).

Uddybende forklaringer til tabel 14:

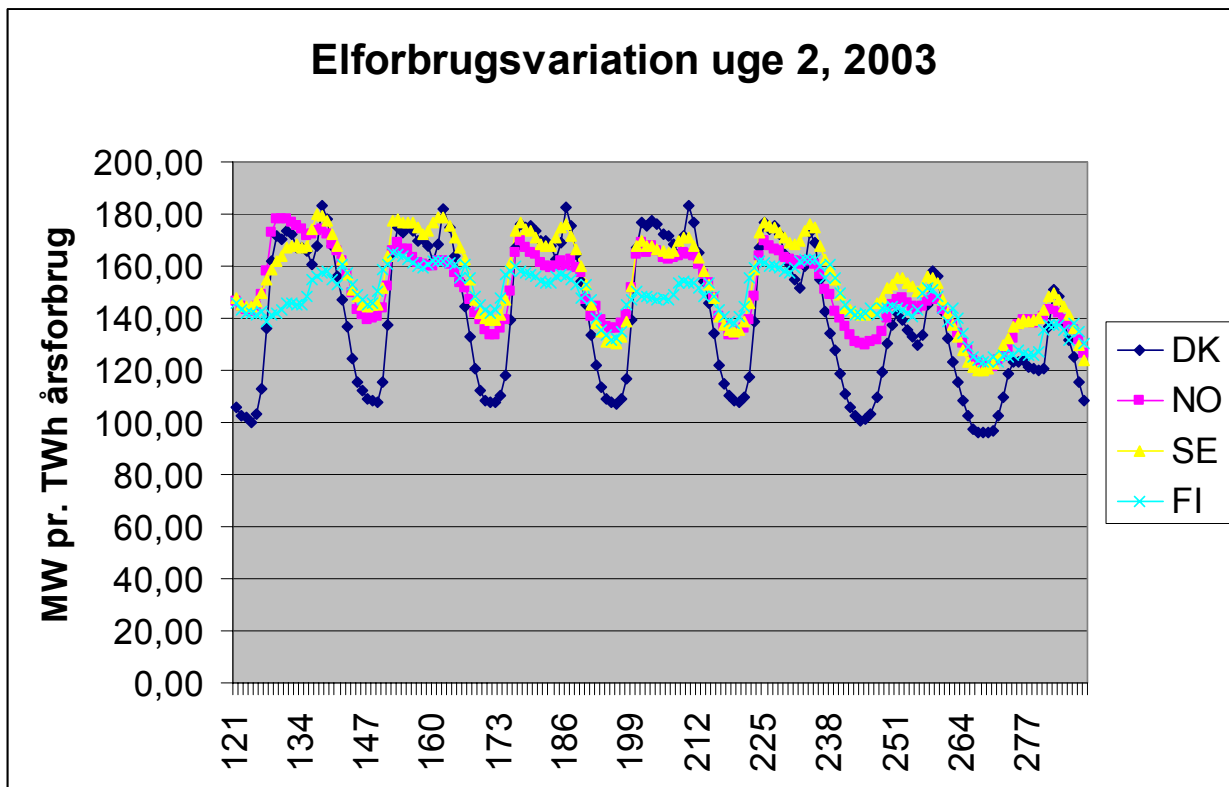
- NG\_DKV er den antagne varmepris i mindre fjernvarmeområder i Danmark. Den er beregnes som storforbrugertariffen for naturgas inklusiv afgift, divideret med 0,965. Dvs. den varmepris en gaskedel med 96,5% virkningsgrad kunne levere til. Hertil er lagt 3 kr/GJ til dækning af kraftvarmeproducentens øvrige 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 varmemefirkningsgraden 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 energiafgifter.
- ”Sverige” er den varmepris, svenske fjernvarmeproduktionsanlæg antages at modtage. Den er beregnet efter samme princip som Kul\_KV, blot er anvendt svenske energiafgifter.
- ”Finland” er den varmepris, svenske fjernvarmeproduktionsanlæg antages at modtage. Den er beregnet efter samme princip som Kul\_KV, blot er anvendt finske energiafgifter.
- Kvotepriisen er ikke indregnet i varmeprisen. I Danmark sikrer lovgivningen varmemeforbrugerne mod prisstigninger som følge af kvoteregulering.

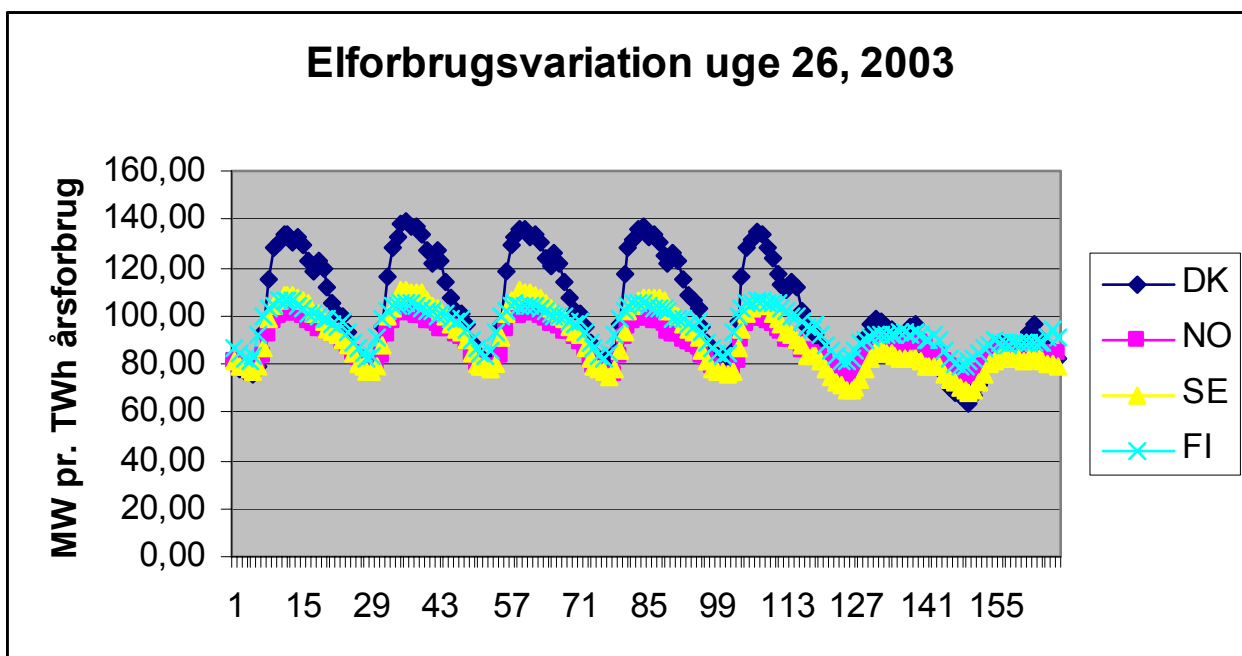
### ***1.13 Timevariationer.***

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.

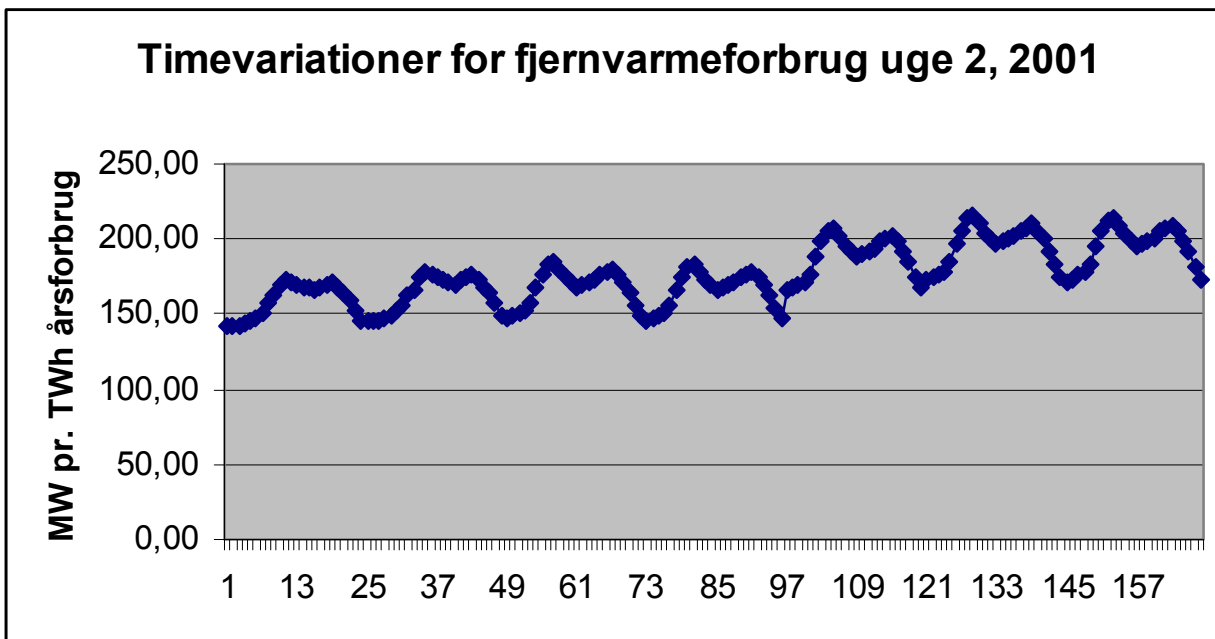
- Elforbrug: Årsværdien af elforbruget er givet i TWh. For en konkret time fås elforbruget ved tabelopslag. Der benyttes aktuelle forbrugsvariationer i Danmark, Norge, Sverige og Finland for 2003. Timevariationer for elforbruget stammer fra Nordpools FTP-server. Se figur 10a og 10b.
- Fjernvarmeforbrug: 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 11.
- Landvindkraft: Timevariationerne stammer fra Eltras samlede vindkraftproduktion i 2003. Disse er anvendt for al landvindkraft i hele Norden. Kilde: [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk). Se figur 12. 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 12. Den årlige benyttelsestid for landvindkraft bliver 3820 timer.
- Vandkrafttilstrømning til vandkraftmagasiner: Hentet fra Faktaheftet (ref. 68). Se figur 13.
- 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 14.
- Tretidstarif: Se figur 15.



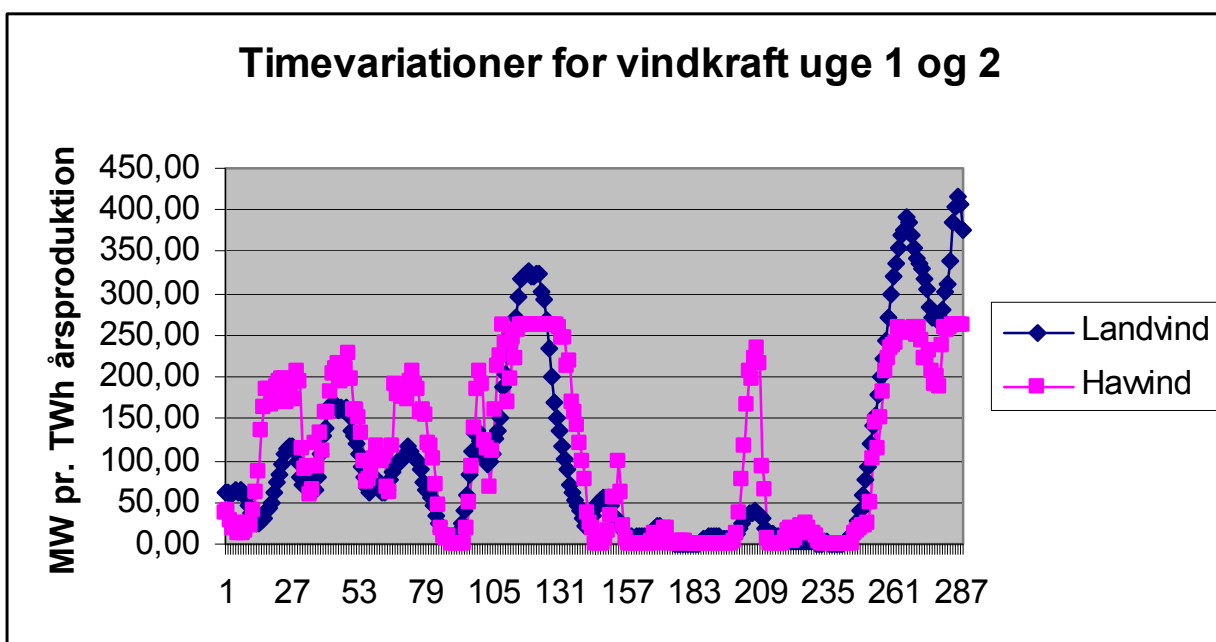
Figur 10a. Den relative elforbrugsvariation i de nordiske lande i uge 2 af 2003 (time 121 til 288). Forbrugsvariationerne er normeret, så de svarer til 1 TWh årligt elforbrug. Middelforbruget på årsbasis er ca. 114 MW.



Figur 10b. 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.



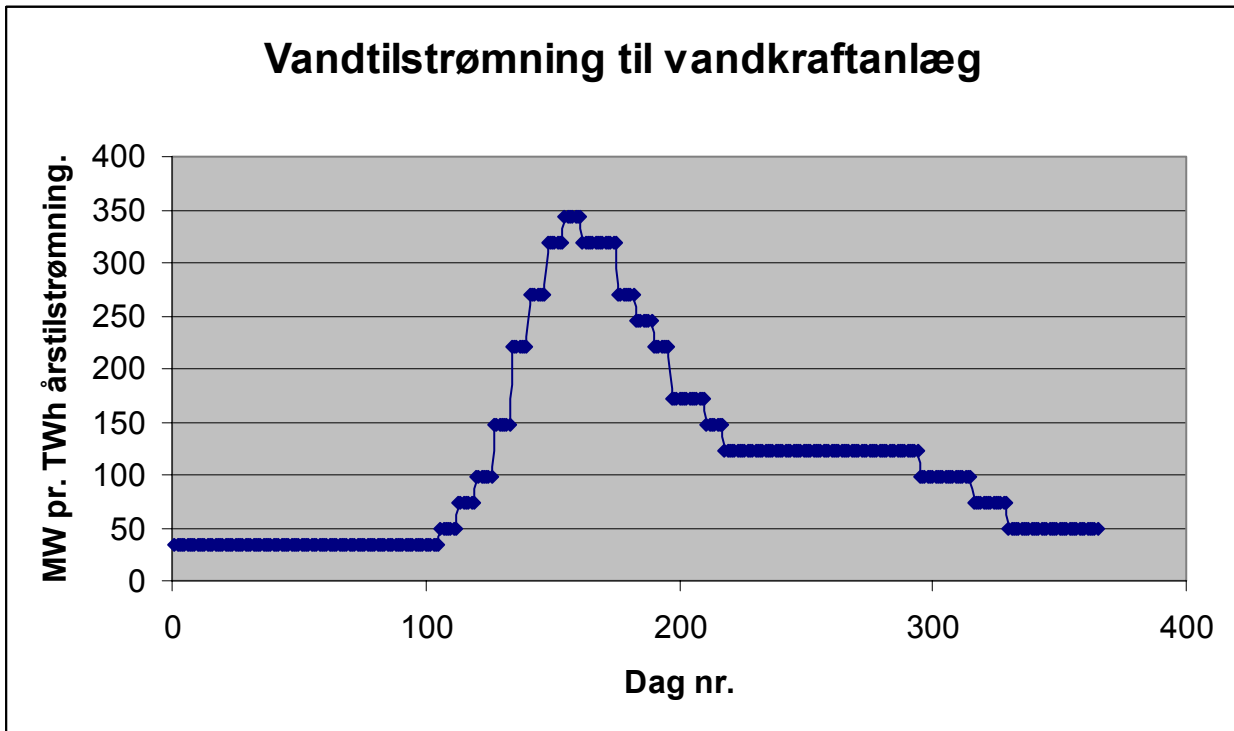
Figur 11. Den relative fjernvarmeforbrugsvariation i uge 2 (time 121 til 288). Forbrugsvariationerne er normeret, så de svarer til 1 TWh årligt fjernvarmeforbrug. Middelforbruget på årsbasis er ca. 114 MW. Kilde: RISØ og CTR.



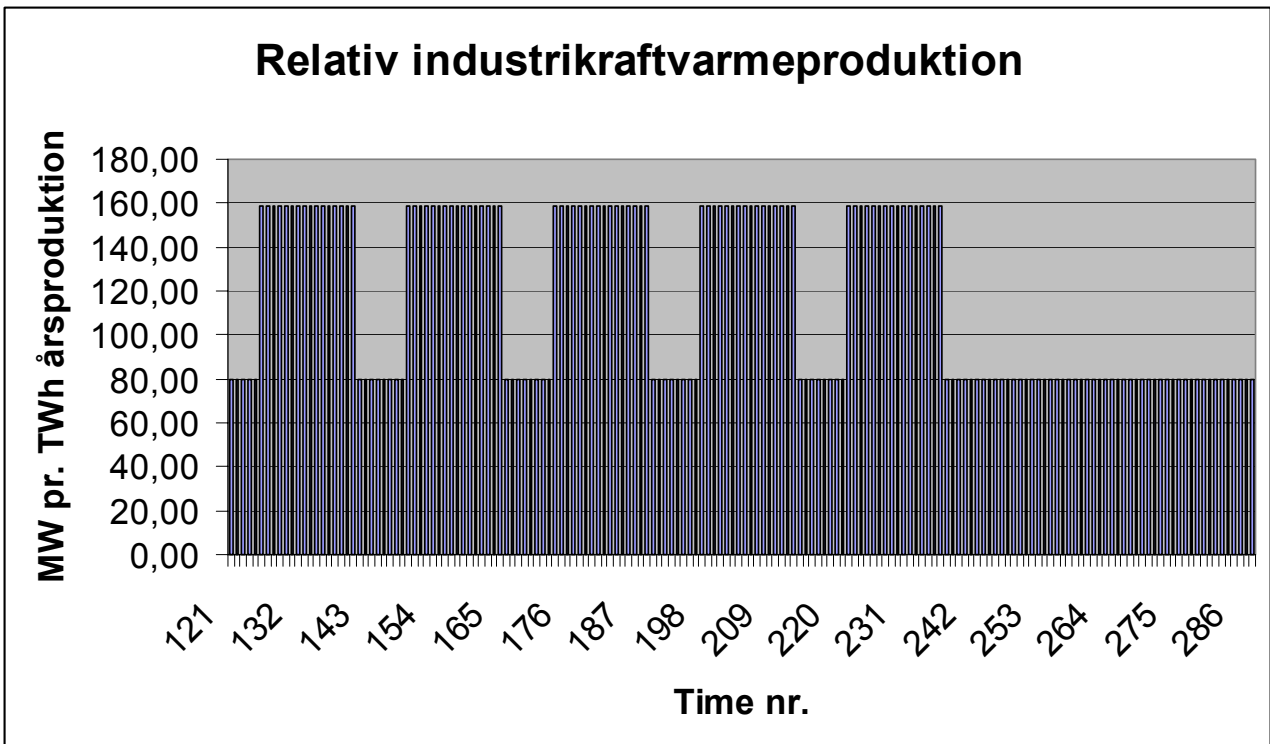
Figur 12. Den relative produktion fra land- og havvindmøller i time 1 til 288. Normeret, så årsproduktionen er 1 TWh. Kilde: Eltra og RISØ.

Timevariationerne i figur 12 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.





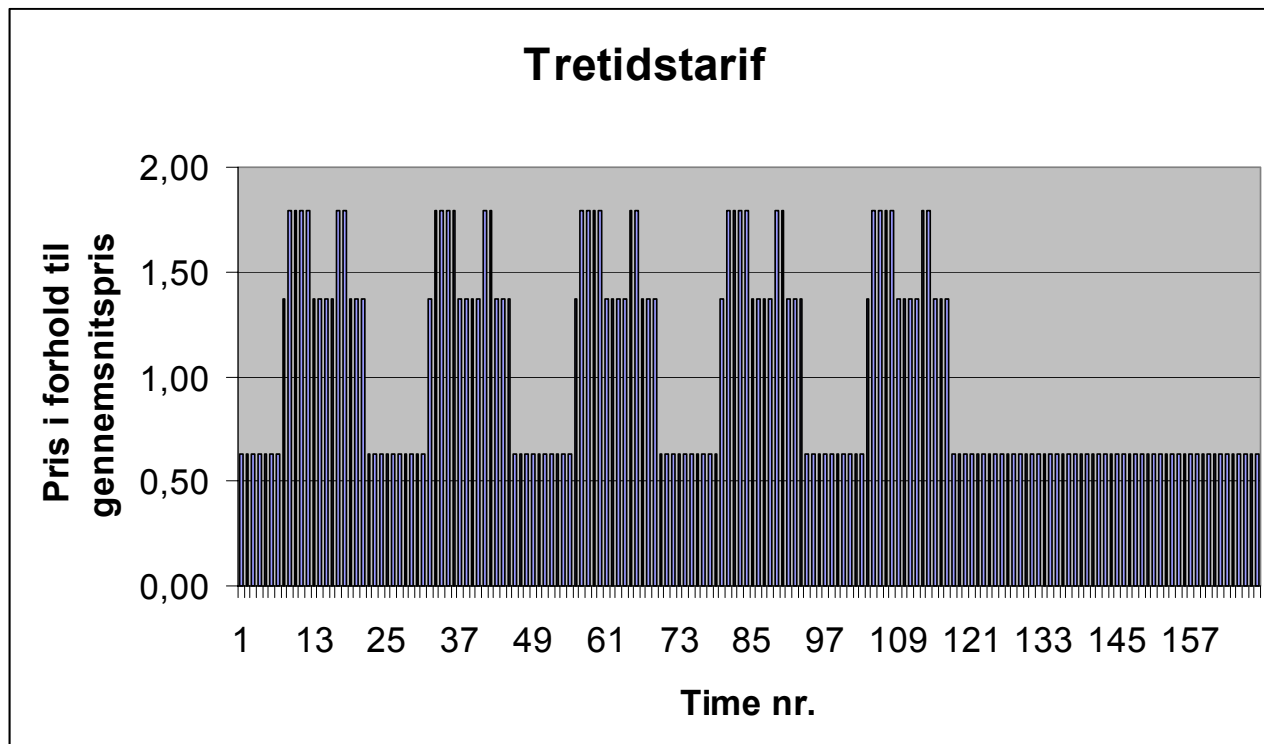
Figur 13. Den relative vandtilstrømning til vandkraftanlæg over et normalår. Beregnet i MW ved 1 TWh årlig tilstrømning.



Figur 14. 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 6.
- PSO7 og PSO8: Tretidstariffen inklusiv elproduktionstilskud.



Figur 15. 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.

#### 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.

## DEL 2. RESULTATER.

### *2.1 Udbygnings”plan” for ny kapacitet.*

I basisfremskrivningen er foretaget en kørsel på perioden 2005-2030 med 3 timers tidsskridt og deterministisk havariforløb<sup>37</sup>.

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 15.

Ud over de større anlæg, der indgår i UP i tabel 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 beslutes 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 med 8 nye gaskraftværker i Danmark (heraf to mindre anlæg), 2 i Norge, 19 i Sverige og 13 i Finland i perioden 2010 til 2030. Disse er dels erstatningskapacitet for skrottede værker, dels for at dække stigende elforbrug. Den kraftige gasudbygning i Sverige sidst i perioden skyldes især kernekraftafviklingen. Desuden udbygges med 10 havmølleparker i Danmark (ud over udbudsparkerne), 5 i Norge og 10 i Sverige. Endelig renoveres 3 nyere kulkraftblokke i Danmark, 2 i Sverige og 6 i Finland.

---

<sup>37</sup> 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”.

	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
til 2010	M	M	M	2G	A
2011				M	
2012					
2013				M	
2014			G+M		G
2015	M			M	G
2016	G(Odense)	M+R(Kalundborg)		G+R	G
2017			G+M	2G+M	G
2018	M+G(Randers§)			M+R	2G
2019	G(Århus)	G(KBH)		M	2R
2020	R(Århus)	M		G+M	G
2021	M		M	2G	G
2022				3G	G
2023	R(Esbjerg)+G(Herning§)			2G+M	G
2024	M	G(KBH)+M		4G	R
2025				2G	G+R
2026	G(Ålborg)	G(KBH)		2G+M	G
2027	M		M		
2028		M			G
2029				M	R
2030	M				R

Tabel 15. Udbygningsplan (UP) for ny kapacitet. G = Gasfyret combined cycle, 400 MW. Norge antages at udbygge med kondens, resten med kraftvarme. (§) Anlæggene i Randers og Herning antages at være på 136 hhv. 156 MW (dimensioneres efter varmeforbruget). R = renoveret, nyere kulfyret værk. M = havmøllepark, 200 MW. K = Kernekraft, 1600 MW.

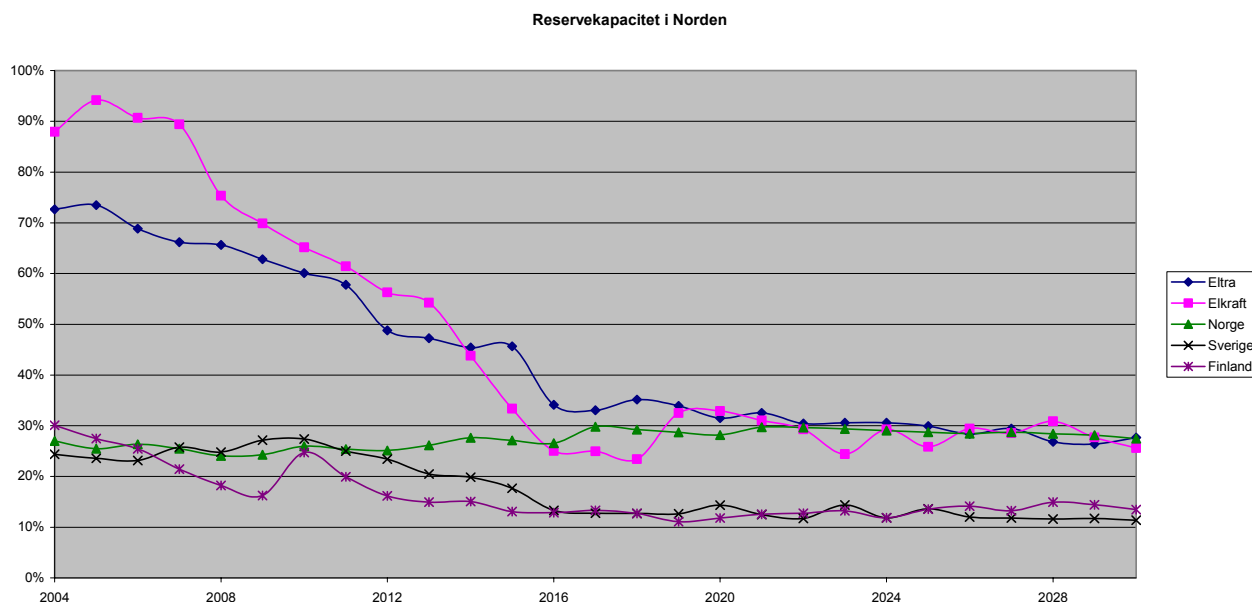
## 2.2 Reservekapaciteten med UP.

I figur 16 ses reservekapaciteten i Norden med den udbygning, som er angivet i tabel 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 effektmangel-situationer 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 2.4 herom.



Figur 16. Udvikling i reservekapaciteten i basisfremskrivningen.

### 2.3 Elprisens udvikling.

I figur 17 ses den beregnede spotpris på Nordpool. Der er vist aritmetiske gennemsnit af årets områdepriser. Prisen udviser en stigning fra 2004 til 2005. Dette skyldes, at der egnes med højere brændselspriser i 2005 end i 2004, samt at der er indført CO<sub>2</sub>-kvoter i EU fra 1. januar 2005. Dette modvirkes delvist af eftervirkningerne af tøråret 2003, som er modelleret ved en vis genfyldning af vandmagasinerne i Norge, Sverige og Finland.

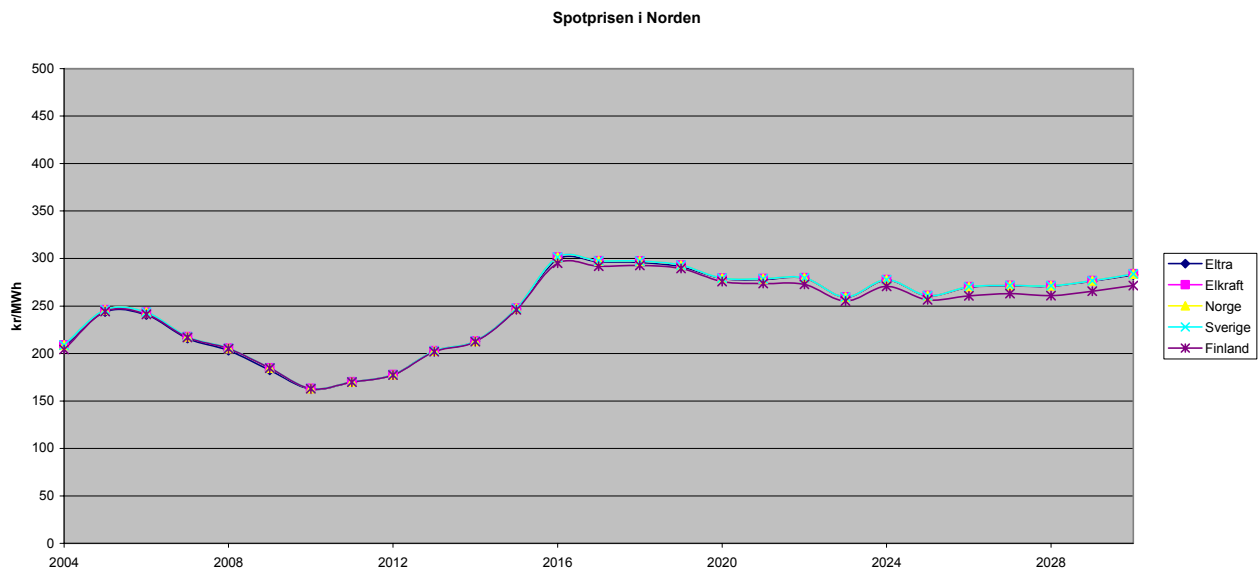
I 2006-2009 falder elprisen som følge af antagelsen om, at de nuværende høje brændselspriser kommer ned på ”IEA-niveau”<sup>38</sup>. Dette modvirkes kun delvist af mindre udbud som følge af skrotninger (bl.a. som følge af skrappe internationale NO<sub>x</sub>-krav) og øget elforbrug. Elprisen falder yderligere i 2010 som følge af idriftsættelsen af det nye finske kernekraftværk samt (i mindre omfang) antagelsen om et nyt gaskraftværk i Sverige.

Prisen stiger igen efter 2010 som følge af skrotninger og stigende kvotepris. Omkring 2014 er elprisen oppe på et niveau, hvor det er rentabelt at udbygge med gaskraft og havvind. Elprisen stiger til et niveau omkring 30 øre/kWh i 2016, hvor kvoteprisen når 150 kr/ton. Herefter falder elprisen lidt igen, idet omlægningen fra kul til gas medfører et lavere gennemslag af kvoterne i elprisen<sup>39</sup>.

<sup>38</sup> Lukningen af Barsebäck 2 i 2005 beregnes isoleret betragtet til at give en elprisstigning omkring ½ øre/kWh i Norden. Denne stigning ophæves dog af opgraderingerne af de øvrige svenske kernekraftværker.

<sup>39</sup> Effekten af CO<sub>2</sub>-kvoterne på elprisen analyseres separat i del 3.

Den faktiske systempris på Nordpool har i gennemsnit ligget på 21,5 øre/kWh i 2004. Ramses6 beregner ikke umiddelbart systemprisen; til sammenligning beregnes de 5 områdepriser til 20,7 - 20,9 - 20,9 og 20,4 øre/kWh.

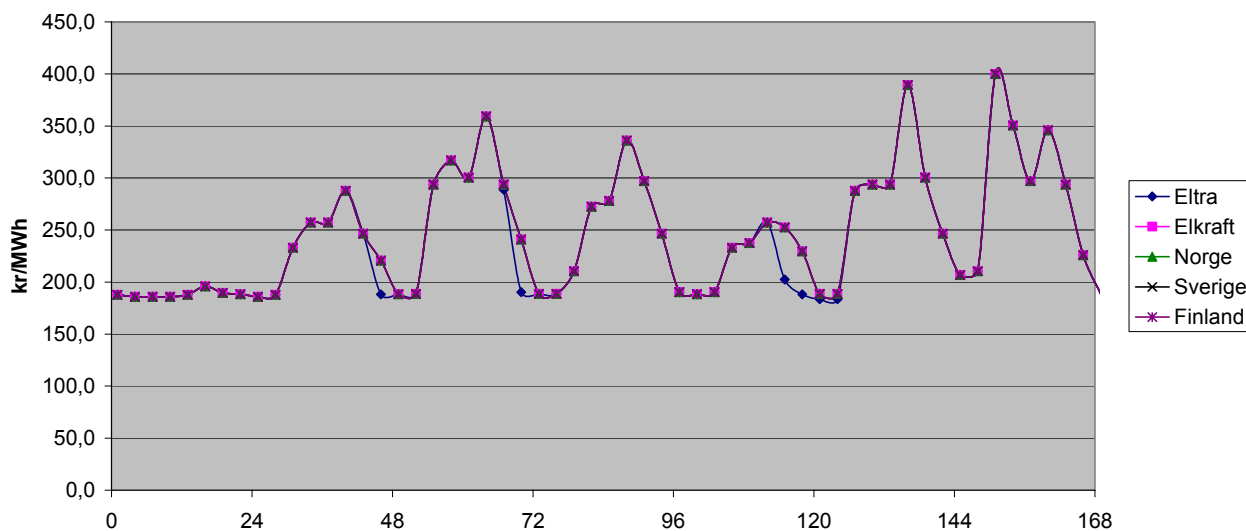


Figur 17. Spotprisens udvikling i basisfremskrivningen. Aritmetisk gennemsnit.

I figur 17a ses et mere detaljeret billede af den beregnede spotpris i de første 7 dage af 2005 (startende med en onsdag<sup>40</sup>). Prisen svinger her mellem ca. 20 og ca. 40 øre/kWh. Eltra skiller sig ud ved en lidt lavere pris, især om søndagen, hvor et lavt elforbrug falder sammen med en stor vindkraftproduktion (se figur 22). Det betyder, at udlandsforbindelserne fuldlastes, og Eltra bliver et separat prisområde.

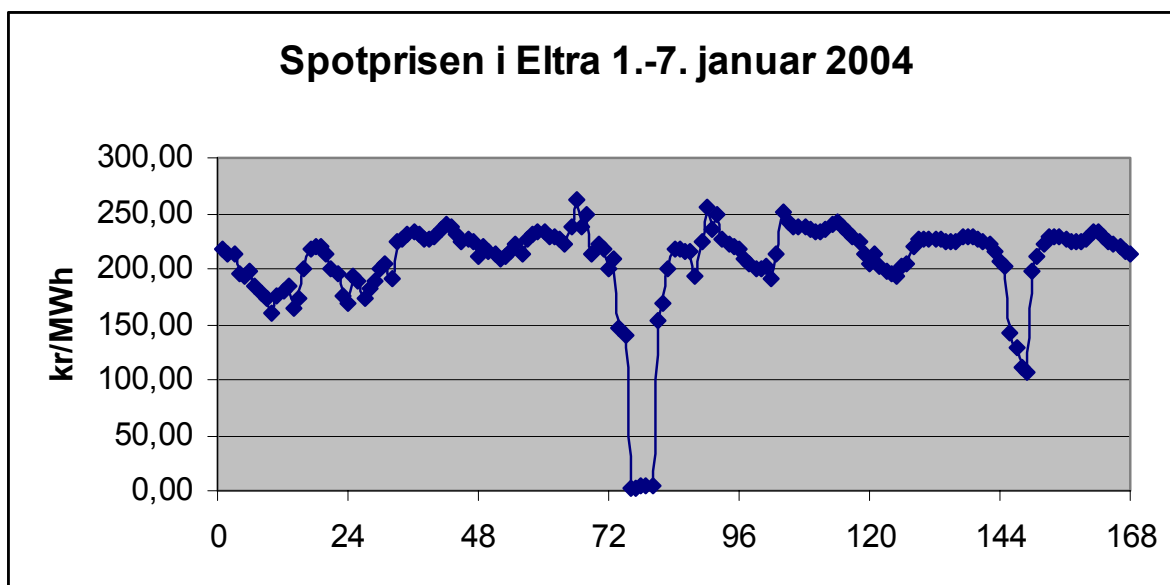
<sup>40</sup> 1. januar 2005 er ikke en onsdag, men timevariationer fra 2003 (hvor 1. januar var en onsdag) anvendes. Derfor bliver den første dag i hvert år beregningsmæssigt en onsdag.

Elpris uge 1, 2005



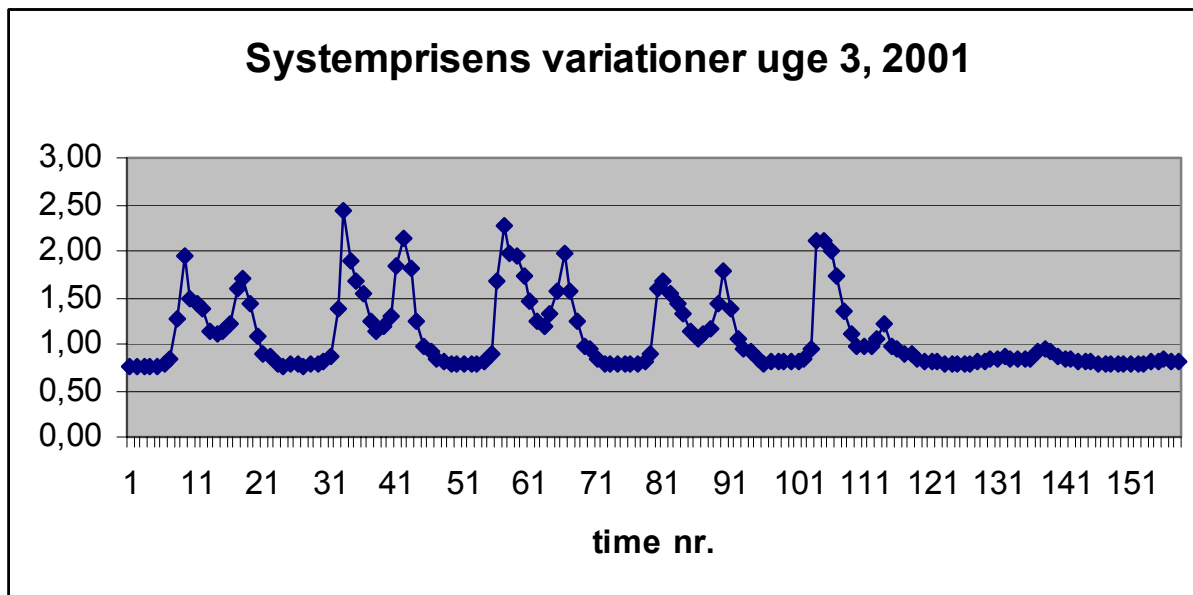
Figur 17a. Beregnet spotpris time 1-168 af 2005. 3 timers tidsskridt. Beregningen er foretaget med en tidligere udgave af brændselspriserne.

I figur 17b ses den faktiske spotpris for Eltra i den første uge af 2004. Af mange årsager kan figur 17a og 17b ikke sammenlignes direkte. Figureerne har dog det fællestræk, at der i nogle døgn er meget store elprisvariationer, mens elprisen i andre døgn varierer meget lidt. Der ses også prisdyk i figur 17b, som (formentlig) skyldes vindkraft og anden prioriteret produktion. I beregningen i figur 18a er vindmøllerne og de decentrale værker antaget at byde ind på markedsvilkår, mens de i 2004 byder ind til prisen nul. Dette antages at være forklaringen på, at elprisen i figur 17b kan blive nul.



Figur 17b. Områdeprisen i Eltra, uge 1 (time 1-168) af 2004.

De ”almindelige” døgnvariationer i figur 17a er større end i figur 17b. I praksis ser de enkelte uger dog meget forskellige ud med hensyn til prisvariationer. I figur 17c vises variationen uge 3, 2001. Her er døgnvariationen op til ca. en faktor 3 (højere end de beregnede variationer i figur 17a).



Figur 17c. Relative prisvariationer i Nordpools systempris uge 3, 2001 (årgennemsnit = 1).

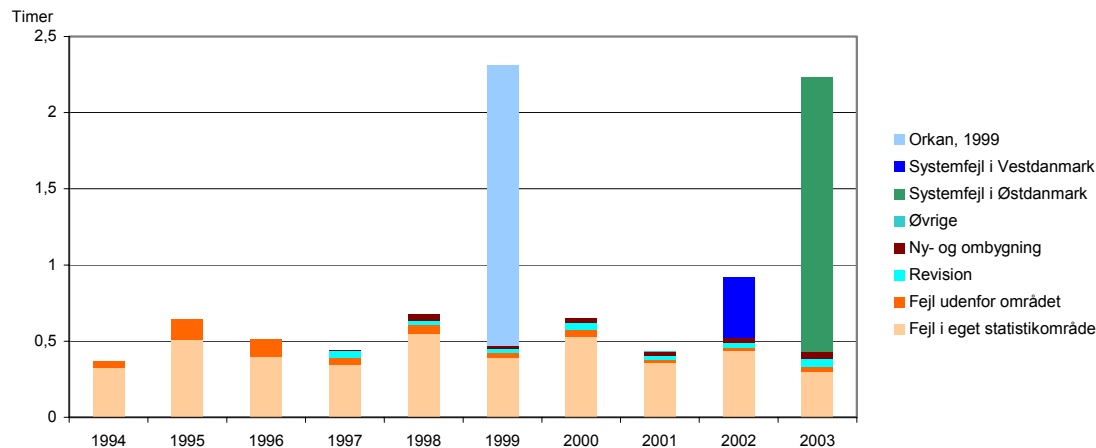
#### 2.4 Forsyningsikkerheden.

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. Et helt centralt spørgsmål er derfor: *Vil et fremtidigt elsystem, hvor udbygningen med ny kapacitet finder sted alene ud fra hensynet til elproducenternes indtjening, 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.

Figur 18 viser hyppigheden af ufrivillige afbrydelser de sidste 10 år fordelt på årsag. Det gennemsnitlige niveau af forsyningsikkerheden svarer for almindelige forbrugere til manglende forsyning i godt ½ time årligt. Stormen i 1999 og den store afbrydelse på Sjælland i 2003 er dog væsentlige undtagelser herfra. Figuren viser også, at *langt de flest afbrydelser i dag skyldes fejl i nettet.*





Figur 18. Hyppighed af afbrydelser i forsyningen fra lavspændingstransformere, fordelt på årsag. Figuren medregner ikke fejl i lavspændingsnettet (0,4 kV). Dette kan groft skønnes til at give et ekstra bidrag til fejlfrekvensen på 5-10%. Der foreligger ikke systematiske målinger af fejl på lavspændingsnettet.

For at undersøge forsyningssikkerheden i fremtiden i det elsystem, der er forudsat i basisfremskrivningen, er der på Ramses6 foretaget beregninger af LOLP (Loss-Of-Load-Probability), som er et mål for (1 – forsyningssikkerheden). Da Ramses6 kun regner på produktionsanlæggene og udlandsforbindelserne (og ikke på de interne net), er LOLP dog kun en indikator for en del af forsyningssikkerheden. Beregningerne er foretaget med stokastiske havarier og sæsonafhængige stokastiske revisioner<sup>41</sup> på perioden 2005-2020 med 1 times tidsskridt.

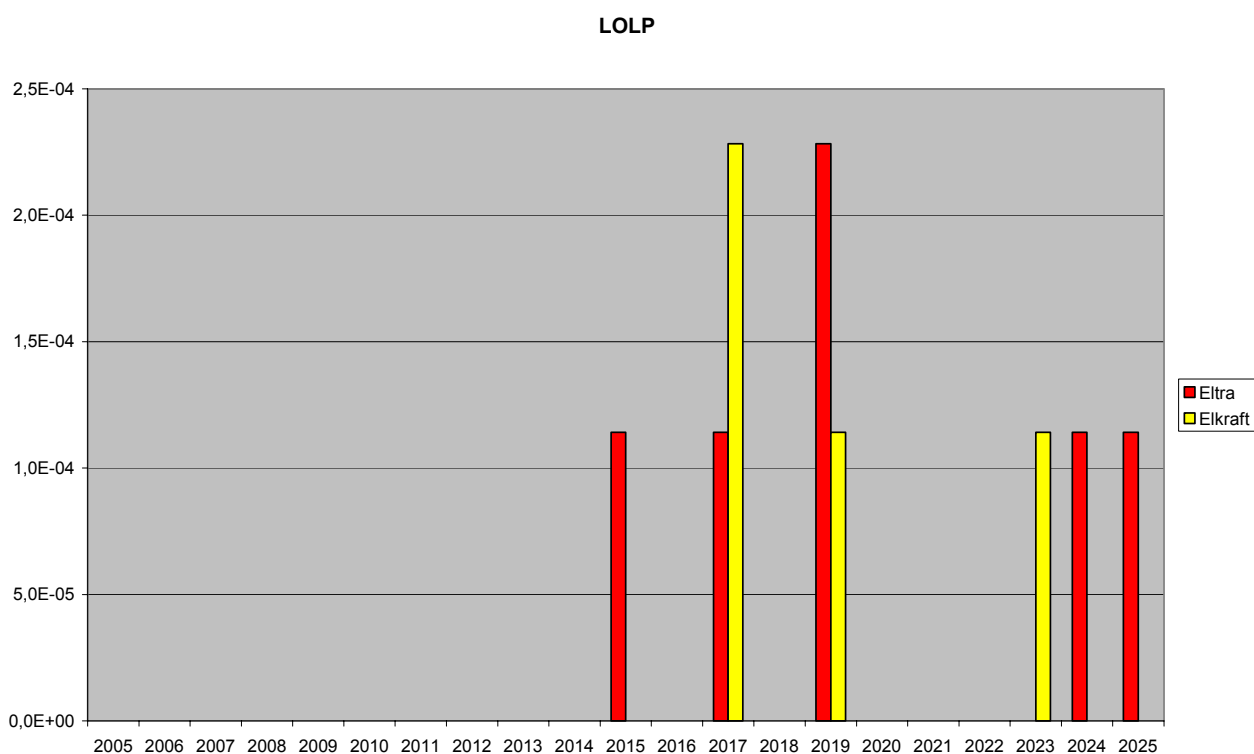
I figur 19 ses det beregnede antal timer med manglende forsyning i perioden 2005-2020. Beregningen indeholder statistisk usikkerhed på grund af forudsætningen om stokastiske havarier. Dvs. hvis beregningen blev gentaget, ville man ikke nødvendigvis få samme antal timer med effektmangel i samme områder. Hvert år er beregnet to gange, dvs. med 2 gange 8760 ”terningekast”.

Beregningen kan tolkes på følgende måde:

- I Eltra er man omkring 2015 nået til en situation, hvor effektmangel forekommer omkring ½ time årligt<sup>42</sup>. Det er omkring dette tidspunkt, hvor reserveeffekten er kommet ned på det ”kommercielt bæredygtige niveau” (jf. figur 16).
- I Elkraft begynder effektmangel også at optræde omkring dette tidspunkt. At det starter to år senere er næppe statistisk signifikant. Det ser ud til, at hyppigheden er lidt lavere end i Eltra. Heller ikke dette er dog statistisk signifikant.

<sup>41</sup> Dvs. med ”terningekast” i hvert tidsskridt for at afgøre, om de enkelte anlæg er til rådighed. Anlæg antages at kunne havarere med samme sandsynlighed hele året. Sandsynligheden for at et anlæg er ude til revision antages derimod sæsonafhængig.

<sup>42</sup> 1 time årligt svarer til LOLP =  $1,1 \cdot 10^{-4}$ . Denne fejlfrekvens nås i beregningen ca. hvert 2. år. Derfor ca. ½ times elmangel pr. år.



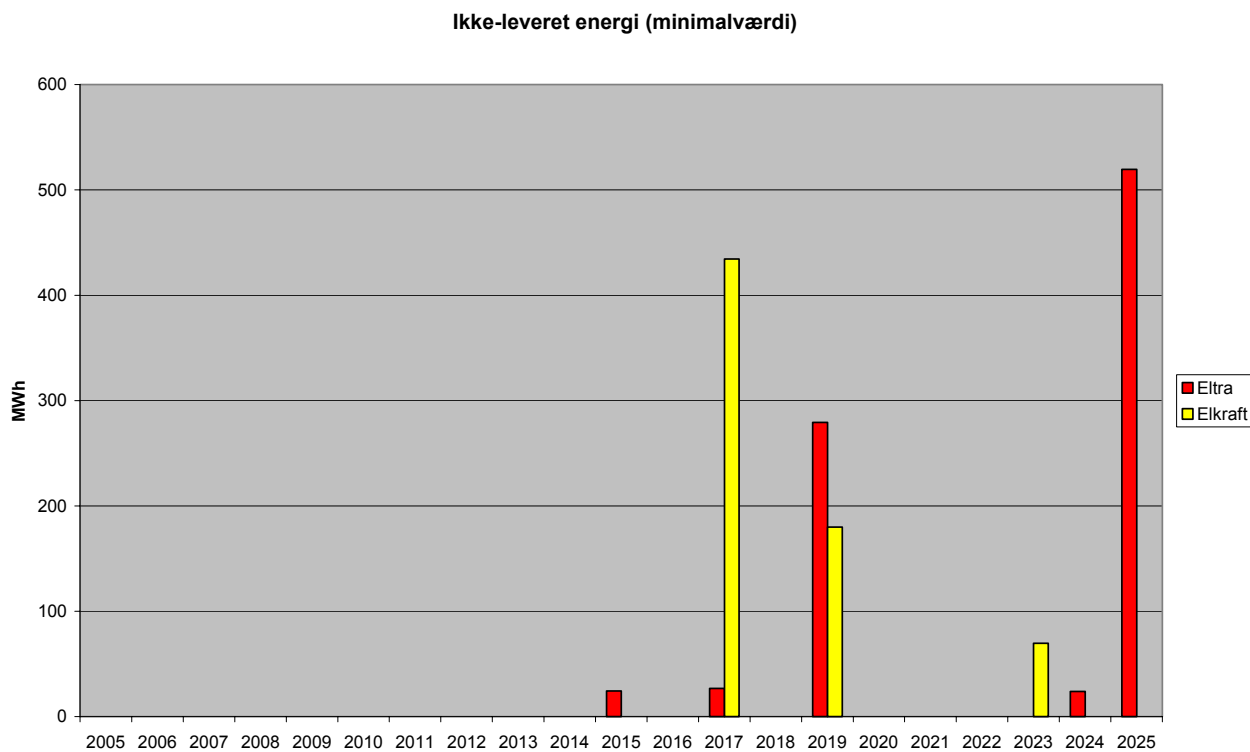
Figur 19. Hyppigheden af forsyningssvigt i basisfremskrivningen (normalår). Beregningen gennemført med 2x8760 "terningkast". 1 time/år svarer til LOLP =  $1,1 \cdot 10^{-4}$ .

I figur 20 ses den beregnede ikke-leverede energi, dvs. forskellen mellem elforbrugs-effekten og den effekt, der er til rådighed i produktionsanlæggene, summeret over alle tidsskridt. Ideelt udtrykker den ikke-leverede energi det elforbrug, som skal afkobles i de enkelte år og de enkelte områder for at undgå sammenbrud af elsystemet. Imidlertid er det i praksis meget vanskeligt at udføre kontrollerede afbrydelser af forbrugere, som lige akkurat får elbalancen til at passe. I praksis vil der enten ske det, at effektmangelen opstår så pludseligt, at hele systemet "går i sort", fordi systemoperatøren ikke når at afkoble elforbrug i tilstrækkeligt omfang, eller at man under optræk til forsyningsvigt vælger at afbryde elforbrugere i et omfang, der er rigeligt i forhold til vurdering af den truende effektmangel. Den ikke-leverede energi i figur 20 er derfor et minimalskøn. Hvis eksempelvis effektmangelen i 2015 i Eltra medfører afbrud af hele elforsyningen i området, bliver den ikke-leverede energimængde ikke de ca. 25 MWh, der kan aflæses på figuren for normalår - men omkring 4500 MWh.

Den ikke-leverede energimængde kan værdisættes. I ref. 86 er udviklet en metode hertil, der – med betydelig usikkerhed – giver et niveau for omkostningerne ved ikke-leveret el til omkring 50.000 kr/MWh. Denne størrelsesorden harmonerer med andre opgørelser<sup>43</sup>. En ikke-leveret energi på f.eks. 200 MWh koster således samfundet af størrelsesordenen 10 mio. kr. Dette beløb er helt betydningsløst og kan ikke begrunde væsentlige investeringer i forbedring af forsynings-sikkerheden. Hvis på den anden side effektmangelen medfører afbrud af hele elforsyningen i området, bliver samfundets tab omkring 225 mio. kr., hvilket kan begrunde en væsentligt større investering.

<sup>43</sup> Se f.eks. rapporten fra arbejdsgruppen om forsynings-sikkerhed med Energistyrelsen, Eltra og Elkraft (ikke afsluttet).

Konsekvenserne af en afbrydelse af forsyningen afhænger altså i betydeligt omfang af, i hvilket omfang afbrydelsen kan få et kontrolleret forløb, dvs. i hvilket omfang systemoperatøren og de fleksible elforbrugere kan ”følge med” i driften af systemet og løbende håndtere forværringer i elsystemets driftstilstand. Dette kræver nærmere analyser af systemsikkerheden. De foretagne beregninger håndterer primært systemtilstrækkeligheden.



Figur 20. Ikke-leveret energi i basisfremskrivningen (normalår, minimalskøn). Beregningen gennemført med 2x8760 ”terningkast”.

Beregningerne ovenfor antyder altså, at elsystemet omkring 2015 er blevet så ”anstrengt”, at der med en vis hyppighed må forventes afbrydelser af forsyningen. Hvis produktionssystemet efter 2015 begynder at give et bidrag af samme størrelsesorden som det bidrag, der i dag kommer fra nettet – hvilket ikke kan udelukkes – må forsyningssikkerheden siges at være tydeligt forringet. Dette er som nævnt ikke nødvendigvis det samme som at forsyningssikkerheden er uacceptabel. Dette kræver nærmere analyser af en række elementer:

- Et element er, at driften af elsystemet skal kunne håndteres i praksis. Elsystemet har i 2015 så lille reserve, at alle enheder, der ikke er havarede eller til revision, skal være til rådighed i driften. Der er således ikke ”råd til”, at kapacitet holdes tilbage af kommercielle hensyn. Det er afgørende, at effektmangel kan ”kontrolleres”, når den opstår, dvs. at der kan foretages kontrollerede afbrydelser af forbrugere, således at en mangel på nogle få hundrede MW i et område ikke medfører, at hele elforsyningen kollapser i området (eller i hele Norden). Den lille reserve kombineret med den store andel vindkraft vil formentlig også få betydning for, hvordan de nordiske systemoperatører håndterer driften af systemet i deres indbyrdes aftalesystemer. Endvidere vil der skulle stilles øgede krav til visse typer af anlæg m.h.t. kvaliteten af deres elleverance, herunder muligheden for effekt- og spændingsregulering.

- Et andet element er forekomsten af tørår. Disse forekommer jævnlige (omkring hvert 10. år), og ”semi-tørår” forekommer hyppigere. Systemet skal derfor kunne håndtere længere perioder, hvor der ikke er den normale energimængde til rådighed fra vandkraft.

Konklusionen på ovenstående må blive, at det ikke er oplagt, at forsyningssikkerheden vil være acceptabel i basisfremskrivningen efter 2015. Der er derfor bl.a. behov for at arbejde videre med spørgsmålet om hvorvidt og hvordan driften af et fremtidigt ”smalt” elsystem kan håndteres.

### **2.5 Indtjeningen fra fremtidige anlæg.**

Der ses i det følgende nærmere på indtjeningen fra de forskellige nye anlæg – med henblik på at vurdere, om anlæggene bygges ”for tidligt” – og forsyningssikkerheden dermed bliver ”for god” (eller omvendt). I tabel 17a-17f ses den beregnede indtjening fra udvalgte, nye anlæg. Nye gasfyrede anlæg antages at modtage 25% af den gratis CO<sub>2</sub>-kvotetildeling, som finder sted efter gældende regler i Danmark. Ud over indtjeningen ved elsalg til spotmarkedet og fjernvarmesalg må det antages, at gasfyrede combined cycle anlæg kan tjene penge ved at sælge regulerkraft, systemydelser m.v. Det er antaget, at disse indtægter andrager 0,05 mio. kr. pr. MW årligt. Dette er et meget usikkert skøn. Systembetalingen til visse anlæg har i en periode været væsentligt højere (i forbindelse med f.eks. kraftværksaftalen i Danmark og effektupphandlingen i Sverige). Det antages imidlertid, at systembetalingen vil falde i takt med, at elmarkedet bliver mere effektivt. Omvendt skal vindmøller købe regulerkraft på markedet på grund af vindens begrænsede forudsigelighed og vindmøllernes ringe reguleringssevne. Det er antaget, at udgiften hertil er 0,05 mio. kr. pr. MW årligt, svarende til 2,4 øre/kWh for landmøller og 1,3 øre/kWh for havmøller.

I tabel 17a ses indtjeningen fra det antagne 400 MW naturgasanlæg på Avedøreværket fra idriftsættelsen i 2019. Med 10% rente bør anlægget indtjene omkring 195 mio. kr. årligt<sup>44</sup> for at tjene investeringen hjem. Det klares godt og vel i starten af perioden, hvorefter anlæggets indtjening falder på grund af konkurrence fra andre anlæg. Nuværdien af den samlede indtjening er tilstrækkelig til at tjene investeringen hjem med de anvendte forudsætninger. Den varierende indtjening fra fjernvarme skyldes konkurrence fra andre kraftvarmeanlæg i København (AVV2, AVV1, AMV3 m.fl.).

---

<sup>44</sup> Kapitaliseringsfaktoren ved efterbetalt annuitet  $K = r/(1-(1+r)^{-N})$ , hvor  $r$  er renten og  $N$  antal terminer, bliver 0,1175 med  $r=10\%$  p.a. og  $N=20$ . En investering på 1,65 mia. kan således tilbagebetales med 20 efterbetalte rater á 194 mio. kr.

AVV3	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2019	874	160	-1653	-69	-700	26	20	-1342
2020	811	44	0	-67	-607	26	20	226
2021	807	43	0	-67	-610	26	20	219
2022	811	42	0	-67	-617	26	20	215
2023	714	41	0	-65	-586	26	20	149
2024	799	62	0	-67	-636	26	20	204
2025	732	72	0	-66	-632	26	20	151
2026	766	100	0	-67	-662	26	20	183
2027	759	99	0	-66	-656	26	20	182
2028	750	98	0	-66	-652	26	20	176
2029	769	97	0	-66	-659	26	20	186
2030	796	96	0	-66	-669	26	20	203

Tabel 17a. Indtjening på AVV3 (400 MW gasfyrret combined cycle).

I tabel 17b ses indtjeningen fra det antagne 400 MW naturgasanlæg på Fynsværket fra idriftsættelsen i 2016. Det ses, at indtjeningen er mere end tilstrækkelig til at tjene anlægget hjem. Indtjeningen er bedre end for AVV3, hovedsageligt på grund af en højere varmeindtægt (som skyldes mindre konkurrence fra andre fjernvarmeproducerende anlæg).

FVO8	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2016	897	84	-1637	-68	-623	22	20	-1305
2017	879	277	0	-69	-766	26	20	367
2018	875	276	0	-69	-769	26	20	360
2019	825	82	0	-66	-611	26	20	275
2020	779	83	0	-66	-611	26	20	232
2021	769	66	0	-65	-597	26	20	219
2022	776	66	0	-65	-606	26	20	216
2023	687	66	0	-64	-583	26	20	151
2024	768	65	0	-65	-614	26	20	198
2025	687	64	0	-64	-589	26	20	144
2026	793	247	0	-68	-787	26	20	230
2027	786	244	0	-68	-780	26	20	228
2028	791	246	0	-68	-793	26	20	223
2029	805	246	0	-68	-795	26	20	234
2030	815	242	0	-67	-786	26	20	249

Tabel 17b. Indtjening på FVO8 (400 MW gasfyrret combined cycle).

I tabel 17c ses indtjeningen på det første svenske CC-anlæg. Indtjeningen er tilstrækkelig til at tjene investeringen hjem. Sidst i perioden er indtjeningen mindre, hvilket viser sig at være et problem for de svenske CC-anlæg, der idriftsættes sidst i perioden som erstatning for kernekraften. Dette skyldes antagelsen om, at gasprisen i Sverige er 10% højere end i Danmark på grund af manglende gasinfrastruktur. Det antages, at svenskerne løser dette problem på en eller anden måde til den tid.

NGCC_S01	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2016	880	142	-1639	-68	-646	22	20	-1289
2017	853	131	0	-67	-653	26	20	309
2018	829	130	0	-66	-634	26	20	305
2019	792	131	0	-65	-616	26	20	287
2020	719	125	0	-63	-588	26	20	239
2021	665	117	0	-61	-540	26	20	227
2022	613	109	0	-58	-490	26	20	219
2023	490	98	0	-55	-427	26	20	152
2024	530	96	0	-55	-422	26	20	195
2025	425	88	0	-52	-369	26	20	138
2026	427	86	0	-51	-348	26	20	159
2027	425	85	0	-51	-346	26	20	158
2028	411	84	0	-50	-338	26	20	152
2029	415	85	0	-50	-333	26	20	163
2030	440	87	0	-50	-343	26	20	179

Tabel 17c. Indtjening på det første svenske gasfyrede anlæg (400 MW gasfyret combined cycle).

I tabel 17d ses indtjeningen fra det første norske CC-anlæg. Det ses, at indtjeningen er tilstrækkelig. Den manglende fjernvarmeindtjening kompenseres af den antagne 10% lavere gaspris.

Kaarstø1	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2014	638	0	-1639	-68	-481	15	20	-1514
2015	757	0	0	-69	-518	19	20	209
2016	936	0	0	-70	-554	22	20	355
2017	909	0	0	-69	-567	26	20	319
2018	895	0	0	-68	-558	26	20	314
2019	882	0	0	-68	-564	26	20	295
2020	827	0	0	-68	-558	26	20	247
2021	821	0	0	-67	-558	26	20	241
2022	822	0	0	-67	-562	26	20	239
2023	730	0	0	-66	-540	26	20	170
2024	806	0	0	-67	-563	26	20	222
2025	726	0	0	-65	-541	26	20	165
2026	758	0	0	-66	-548	26	20	189
2027	755	0	0	-65	-547	26	20	189
2028	748	0	0	-65	-545	26	20	184
2029	769	0	0	-65	-554	26	20	195
2030	795	0	0	-65	-563	26	20	213

Tabel 17d. Indtjening på det første norske gasfyrede anlæg (400 MW gasfyret combined cycle).

I tabel 17e ses indtjeningen fra det første finske CC-anlæg. Det ses, at indtjeningen er tilstrækkelig.

NGCC_F01	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2014	620	124	-1639	-68	-527	15	20	-1455
2015	725	115	0	-68	-558	19	20	252
2016	872	117	0	-69	-588	22	20	375
2017	862	109	0	-68	-613	26	20	335
2018	851	100	0	-68	-603	26	20	326
2019	831	99	0	-67	-598	26	20	310
2020	778	94	0	-67	-591	26	20	260
2021	773	92	0	-67	-598	26	20	246
2022	778	90	0	-67	-611	26	20	235
2023	708	87	0	-66	-599	26	20	175
2024	771	88	0	-67	-622	26	20	216
2025	709	85	0	-66	-608	26	20	165
2026	706	84	0	-65	-598	26	20	172
2027	713	84	0	-65	-604	26	20	173
2028	683	82	0	-64	-586	26	20	160
2029	672	82	0	-63	-567	26	20	169
2030	690	83	0	-63	-574	26	20	181

Tabel 17e. Indtjening på det første finske gasfyrede anlæg (400 MW gasfyret combined cycle).

Tabel 17f viser indtjeningen fra den første havmøllepark i UP i Eltra, der forudsættes idriftsat i 2015. Parken skal indtjene gennemsnitligt ca. 190 mio. kr. årligt for at tjene investeringen hjem. Det ses, at parken er økonomisk med de anvendte forudsætninger. Det er antaget, at vindmølleparken skal købe regulerkraft for 0,05 mio. kr/MW pr. år.

WindSea	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
DKW01	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2015	253	0	-1602	-54	0	0	-10	-1412
2016	282	0	0	-54	0	0	-10	218
2017	283	0	0	-54	0	0	-10	218
2018	279	0	0	-54	0	0	-10	215
2019	276	0	0	-54	0	0	-10	212
2020	270	0	0	-54	0	0	-10	206
2021	268	0	0	-54	0	0	-10	204
2022	269	0	0	-54	0	0	-10	205
2023	259	0	0	-54	0	0	-10	195
2024	268	0	0	-54	0	0	-10	204
2025	260	0	0	-54	0	0	-10	196
2026	264	0	0	-54	0	0	-10	200
2027	264	0	0	-54	0	0	-10	199
2028	264	0	0	-54	0	0	-10	200
2029	266	0	0	-54	0	0	-10	202
2030	269	0	0	-54	0	0	-10	204

Tabel 17f. Indtjeningen fra den første havmøllepark i Eltra i UP.

Tabel 17g viser indtjeningen fra en tilsvarende havvindmøllepark i Elkraft, der antages etableret i 2016. Også her er indtjeningen tilstrækkelig. Indtjeningen på havmølleparken i Elkraft svarer nogenlunde til indtjeningen på havmølleparken i Eltra.

WindSea	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
DKE_01	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2016	285	0	-1594	-54	0	0	-10	-1373
2017	284	0	0	-54	0	0	-10	221
2018	281	0	0	-54	0	0	-10	218
2019	278	0	0	-54	0	0	-10	215
2020	271	0	0	-54	0	0	-10	207
2021	269	0	0	-54	0	0	-10	206
2022	270	0	0	-54	0	0	-10	206
2023	260	0	0	-54	0	0	-10	196
2024	269	0	0	-54	0	0	-10	205
2025	261	0	0	-54	0	0	-10	197
2026	265	0	0	-54	0	0	-10	201
2027	265	0	0	-54	0	0	-10	201
2028	264	0	0	-54	0	0	-10	201
2029	267	0	0	-54	0	0	-10	204
2030	271	0	0	-54	0	0	-10	207

Tabel 17g. Indtjeningen fra den første havmøllepark i Elkraft i UP.

Afslutningsvist nævnes, at indtjeningen på havvindmølleparker i Norge og Sverige ligger på niveau med indtjeningen på havvindmølleparker i Danmark.

Der kan være en række grunde til, at økonomien af nogle anlæg i praksis vil være anderledes end beregnet ovenfor:

- Nogle anlæg vil evt. kunne sælge en del af deres produktion til en aftalt pris uden om spotmarkedet. Herved reduceres risikoen, og forrentningskravet kan evt. være mindre end de antagne 10%.
- Den naturlige variation af tørår og vådår giver i praksis en større gennemsnitlig indtjening end beregnet, idet gevinsten i tørår er større end tabet i vådår. Der henvises til del 3 (følsomhedsanalyser).
- Visse anlæg eller producenter kan i visse situationer øge deres indtjening ved at udøve markedsmagt (dvs. byde ind på markedet til højere priser end deres marginalomkostninger). Dette er der dog set bort fra. Det er antaget, at producenterne byder ind på elmarkedet til deres korttids-marginalomkostninger. Se også Del 3.
- Mange anlæg vil ved deres idriftsættelse konkurrere med – og fortrænge produktion fra – andre anlæg ejet af samme elproducent. Producenten vil således kunne miste indtægt fra allerede eksisterende anlæg. Dette er der set bort fra. Hvis producenten tog hensyn til dette forhold, ville der være betydelig risiko for, at en anden investor ville bygge først.

Den foreløbige konklusion på ovenstående beregninger af indtjening på fremtidige anlæg etableret fra 2014 eller senere må blive, at den valgte udbygningsplan er økonomisk konsistent i den forstand, at indtjeningen på de fremtidige anlæg er tilstrækkelige til at berettige udbygningen på kommercielle vilkår.



Beregningerne ovenfor af indtjening på forskellige nye anlæg viser, at investeringerne ud fra en kommerciel betragtning ”bør” komme relativt sent. Det første anlæg i UP idriftsættes i 2014. På denne baggrund kan det evt. undre, at der for tiden alligevel investeres eller overvejes investeret i nye store kraftværker:

- Statkraft og Norsk Hydro har besluttet at bygge et gaskraftværk ved Kårstø til idriftsættelse i 2007. Investeringsbeslutning træffes sommeren 2005. Projektet bygger på en koncession fra 1997. Statoil har i august 2004 søgt koncession til bygning af et gaskraftværk på Tjeldbergodden og Mongstad. Der er herudover mange udmeldinger om snarlige kraftværksbyggerier<sup>45</sup>. I basisfremskrivningen er det dog antaget, at det første nye gaskraftværk kommer i 2014.
- Göteborg Energi startede i maj 2004 på bygning af et gasfyrte kraftvarmeanlæg på 261 MW.
- Sydkraft har i marts 2003 ansøgt om miljøtilladelse til opførelse af et gasfyrte combined cycle anlæg på ca. 400 MW i Malmö.
- I Finland gav parlamentet i maj 2002 principgodkendelse af en femte kernekraft-reaktor. Bygherren, TVO, underskrev i december 2003 turn-key leveranceaftale med det franske Framatome. TVO er et privat selskab, som ifølge ref. 82 sælger el til sine aktionærer (finske industrivirksomheder og kraftværksselskaber) til produktionsomkostningerne. Mere end 60 finske virksomheder deltager som investorer. Anlægget har således andre vilkår end anlæg, der skal leve af spotmarkedet.
- Energi E2 vil ombygge Amagerværkets blok 1 for godt 1 mia. kr. Dette er dog primært et varmforsyningsprojekt.

## 2.6 Elproduktionen.

I figur 21a ses den samlede elproduktion i Danmark fordelt på typer. Der ses en lille stigning i den varmebundne elproduktion, som overvejende skyldes forøget Cm-værdi<sup>46</sup> på værkerne og ikke stigende fjernvarmeforbrug. Ligeledes stiger vindkraftproduktionen væsentligt. Kondensproduktionen i Danmark aftager omkring 2010, hovedsageligt fordi den fortrænges af finsk kernekraft.

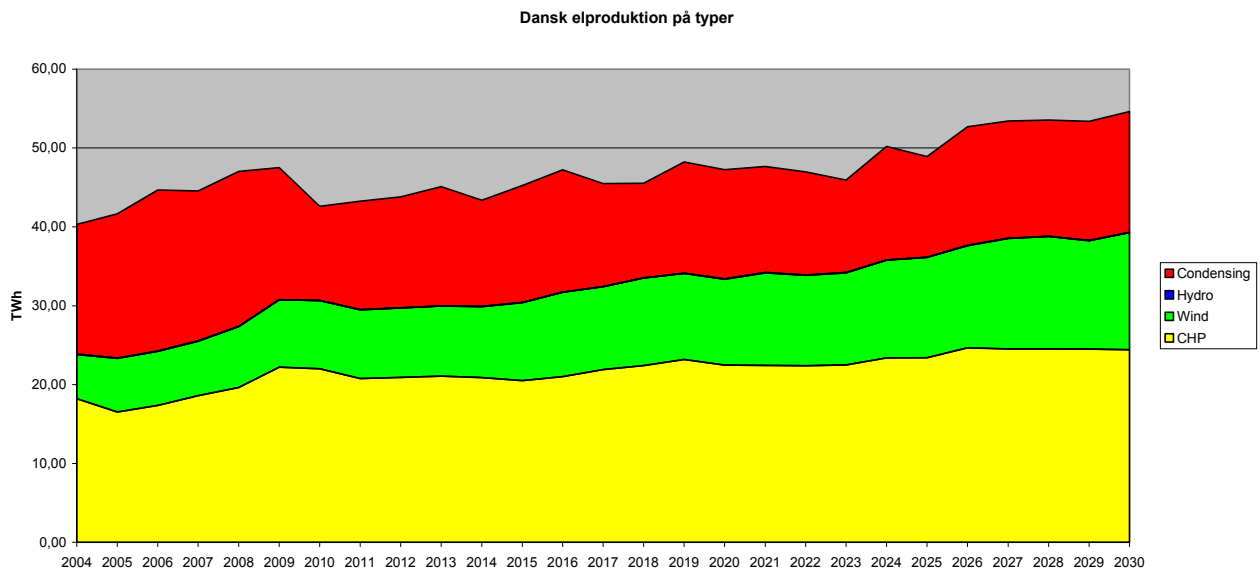
I figur 21b ses det tilsvarende billede for hele Norden. På nordisk plan er vandkraftproduktionen svagt stigende over perioden, mens varmebundet el og vindkraft stiger væsentligt. Stigningen i varmebundet el skyldes dels, at værkerne over tid får højere Cm-værdi, dels stigende fjernvarmeforbrug i Sverige 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.

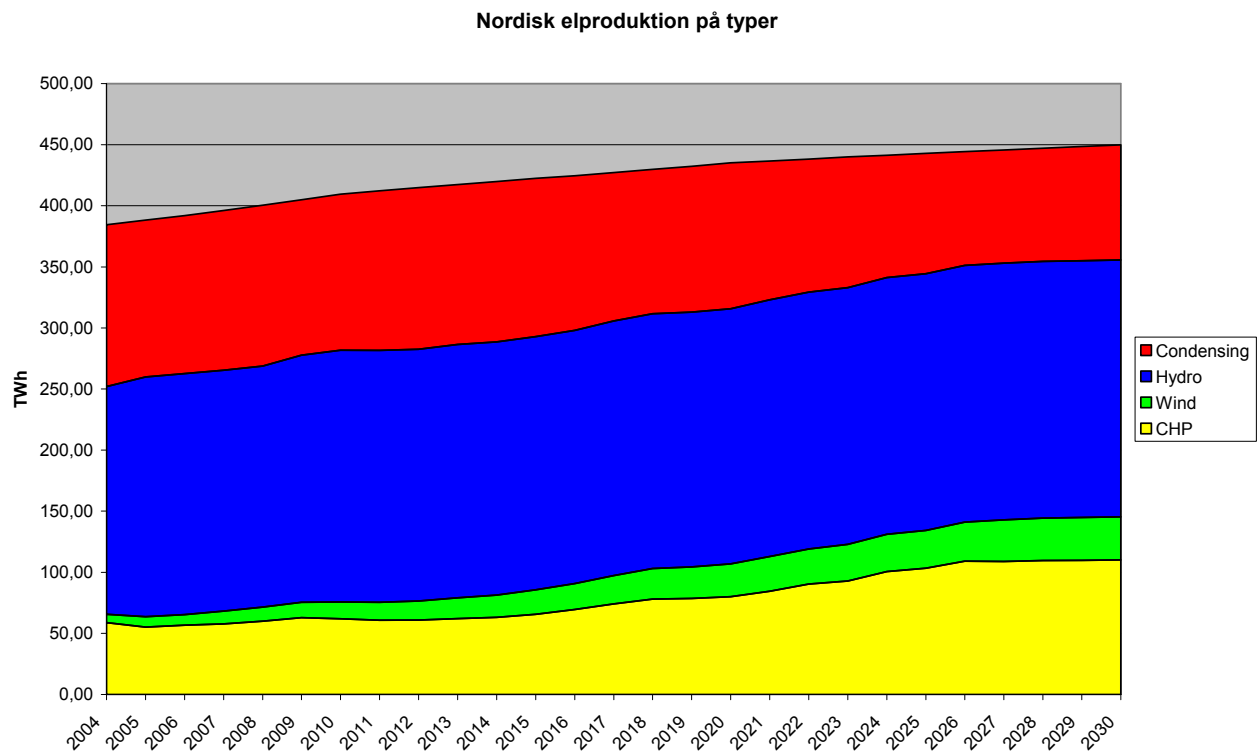
---

<sup>45</sup> Adresseavisen 2/11, internett: ”Mulighetene for at det skal bli bygd et gasskraftverk på Skogn har neppe vært større enn i dag. Industrikraft Midt- Norge (IMN) tar sikte på å vedta utbygging alt til sommeren. I så fall kan det første spadestikket tas om drøyt ett år, og det første gasskraftverket her i landet kan stå ferdig tidlig i 2008. Det opplyser administrerende direktør Johan Hovland i IMN til Adresseavisen. Han bekrefter at sjansen for å realisere dette omstridte prosjektet neppe har vært større enn nå. - Ut fra kraftsituasjonen i Norge mener vi det er helt nødvendig å få bygd gasskraftverket på Skogn, og jeg føler meg i dag rimelig sikker på at dette blir realisert, sier Hovland.”

<sup>46</sup> Cm-værdien angiver, hvor mange MWh el, der nødvendigvis følger med, når der produceres en MWh varme på et kraftvarmeværk.

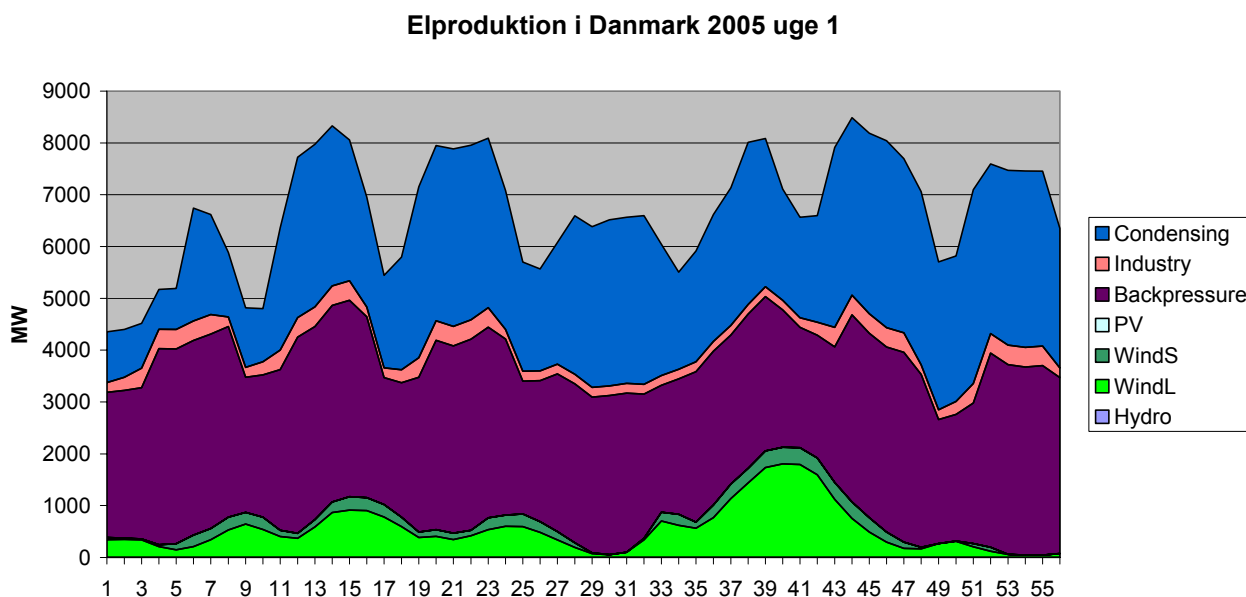


Figur 21a. Elproduktionen i Danmark i basisfremskrivningen fordelt på typer.



Figur 21b. Elproduktionen i Norden i basisfremskrivningen fordelt på typer.

I figur 22 ses den beregnete elproduktion i Danmark i den første uge af 2005, fordelt på typer. Perioden er den samme som den periode, der illustreres i figur 18a.



Figur 22. Elproduktionen i Danmark uge 1 af 2005. Beregnet med en tidligere variant af basisfremskrivningens data (marts 2005).

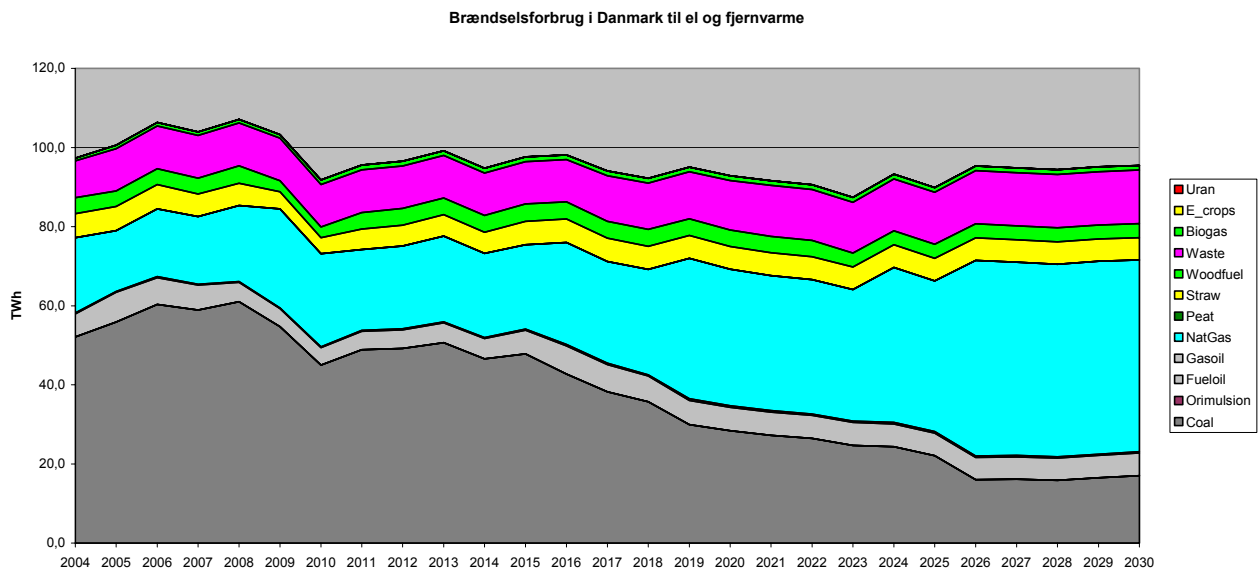
## 2.7 Brændselsforbruget.

Figur 23a viser det samlede brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark. Den samlede brændselsanvendelse er nogenlunde konstant over perioden, dvs. øget vindkraft og stigende virkningsgrad kan nogenlunde holde trit med stigningen i el- og fjernvarmeforbrug. En væsentlig del af kulforbruget erstattes af gas over beregningsperioden. Anvendelsen af biomasse er nogenlunde konstant mens der sker en lille øgning af affaldsforbrændingen. Affaldsanvendelsen til forbrænding vokser over perioden til omkring 4½ mio. tons, hvilket er i overensstemmelse med Miljøstyrelsens seneste affaldsprognose<sup>47</sup>.

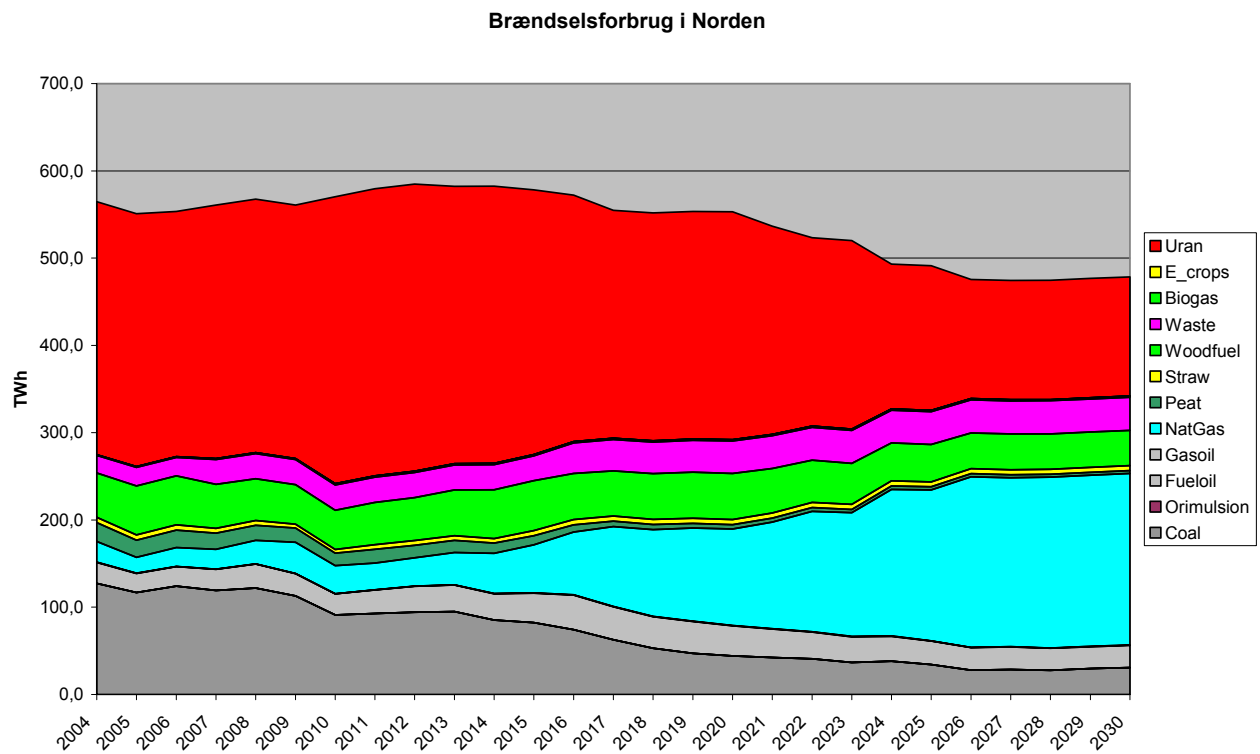
Figur 23b viser det samlede brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Norden. Det er domineret af forbruget af uran, der vokser yderligere i 2010, hvor den 5. kernekraftreaktor sættes i drift i Finland. Bortfaldet af Barsebäck 2 med udgangen af 2005<sup>48</sup> kan næsten ikke ses p.g.a. forudsætningen om opgradering af øvrig kernekraft i Sverige. Anvendelsen af uran falder sidst i perioden på grund af lukning af svensk kernekraft efter 40 års drifttid. Naturgasforbruget stiger kraftigt, og kulforbruget reduceres væsentligt frem til 2030. Anvendelsen af tørv falder over perioden. Dette skyldes dels skrotninger, dels konkurrence fra naturgas og anden biomasse. Affaldsanvendelsen stiger (på grund af øget affaldsforbrænding i Danmark og Sverige). Det samlede brændselsforbrug i Norden falder, dvs. øget vindkraft og øget effektivitet mere end kompenserer forbrugsstigningen.

<sup>47</sup> 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.

<sup>48</sup> Barsebäck lukkede 31. maj 2005. Beregningsmæssigt er værket dog i drift hele 2005.



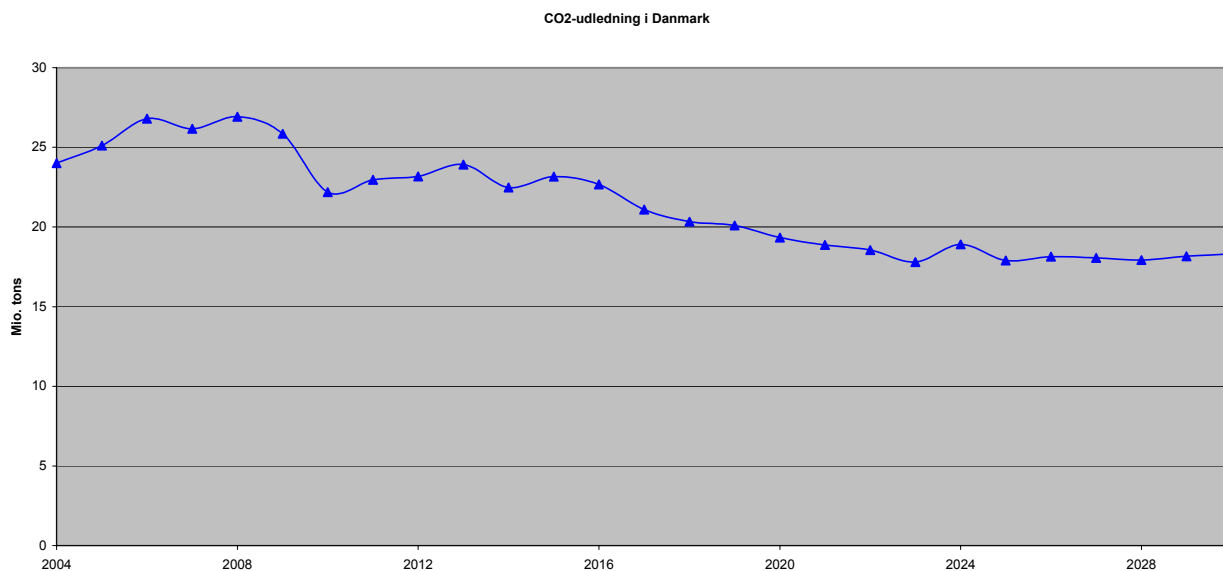
Figur 23a. Brændselsforbruget til el og fjernvarme i Danmark i basisfremskrivningen.



Figur 23b. Brændselsforbruget til el og fjernvarme i Norden i basisfremskrivningen.

## 2.8 Emissioner.

Figur 24a viser udledningen af CO<sub>2</sub> ved produktion af el og fjernvarme i Danmark. Den danske CO<sub>2</sub>-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 naturgas og vindkraft.

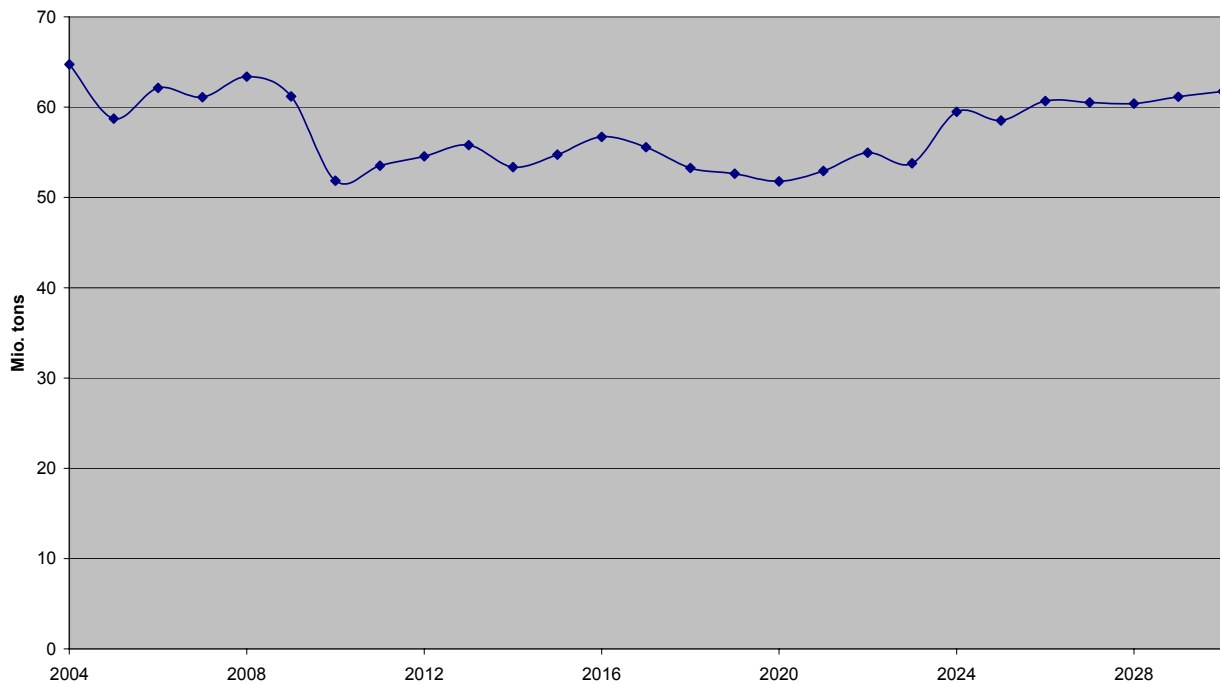


Figur 24a. CO<sub>2</sub>-emissionen fra el- og fjernvarmeproduktion i Danmark i basisfremskrivningen.

Figur 24b viser det tilsvarende billede for Norden. Emissionerne er i grove træk konstante 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, gaskraft og havvindmøller.

- Faldet fra 2004 til 2005 skyldes en lavere vandkraftproduktion i 2004 som følge af eftervirkningerne af tøråret 2003.
- Det markante fald i 2010 på ca. 10 mio. tons kan overvejende forklares af idriftsættelsen af den nye finske kernekraftreaktor, som i beregningerne producerer 12 TWh i 2010.
- Faldet omkring 2016-18 skyldes en relativt hurtig nedgang i kulforbruget pga. gasfortrængning, som dels skyldes udbygningen med gaskraft, dels stigningen i kvoteprisen i perioden 2013-2017.
- Stigningen efter 2020 skyldes øget gasforbrug som følge af stigende elforbrug og afvikling af svensk kernekraft.
- Kulfortrængningen med gas og udbygningen med kernekraft og vindkraft kan altså m.h.t. CO<sub>2</sub>-udledningen kun godt og vel "holde trit" med stigningen i elforbruget i første del af beregningsperioden. Sidst i beregningsperioden stiger CO<sub>2</sub>-udledningen igen på grund af afviklingen af den svenske kernekraft.

CO<sub>2</sub>-udledning i Norden



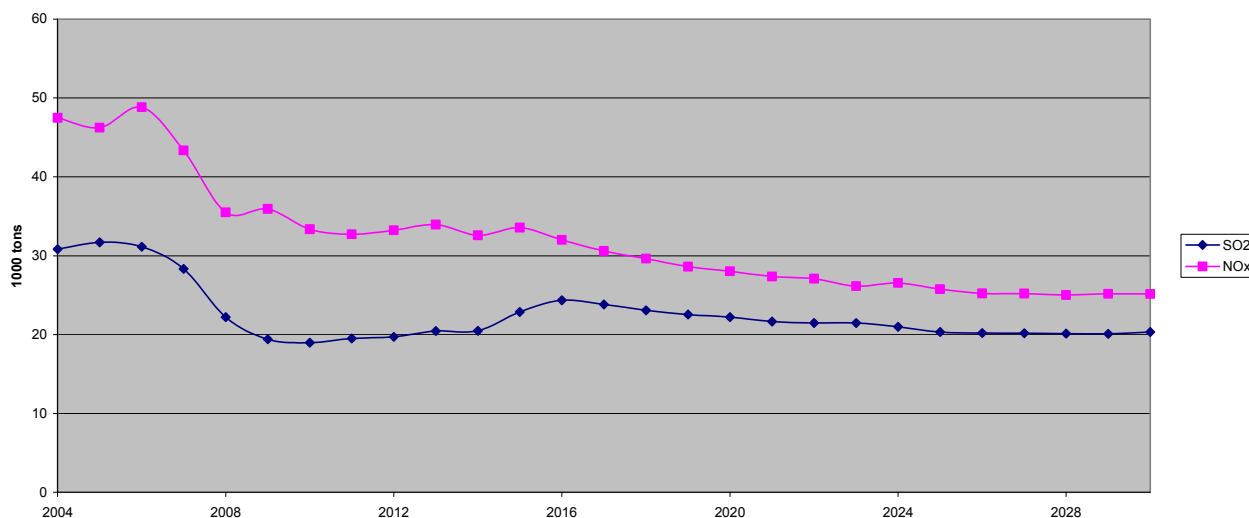
Figur 24b. CO<sub>2</sub>-emissionen fra el- og fjernvarmeproduktion i Norden i basisfremskrivningen.

Der kan ikke drages umiddelbare sammenligninger mellem figur 24a-b og landenes drivhusgas-reduktionsforpligtelser efter Kyoto-protokollen (Danmark -21%; Sverige +4%; Norge +1% og Finland 0%), idet kun en del af CO<sub>2</sub>-udledningen er med.

Fordelingen af CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-udledningen til Danmark. Dette giver ikke i sig selv Danmark et øget problem med klimabalancen, da kvotehandling giver mulighed for at betale for den ekstra CO<sub>2</sub>-udledning.

Figur 25a og 25b viser udledningen af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark. Figur 25a viser den samlede udledning, mens figur 25b kun viser udledningen fra elproducerende anlæg over 25 MW (som er omfattet af kvoter for SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>).

SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledning i Danmark



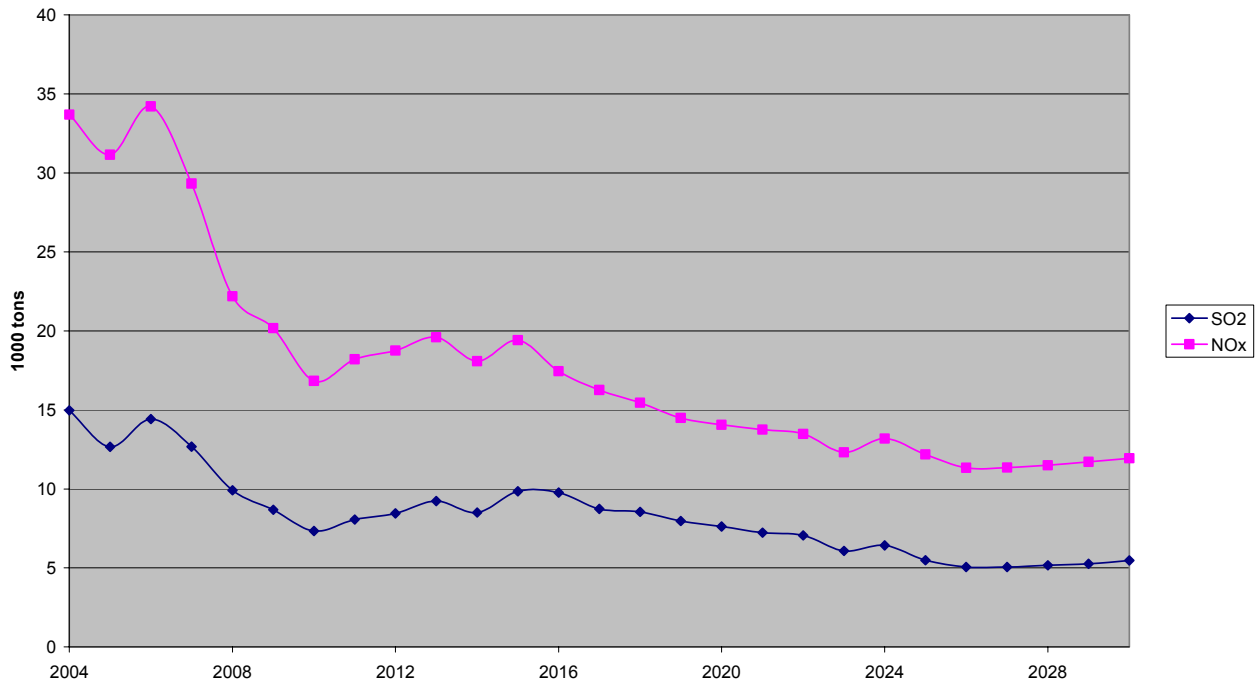
Figur 25a. Udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark med UP.

SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er for elproducerende anlæg over 25 MW omfattet af kvoteregulering. Kvoterne er hhv. 30.000 og 28.000 tons i 2005, og de foreløbige kvoter for 2010 er 20.000 tons for både SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

SO<sub>2</sub>-udledningen holder sig omkring 10.000 tons frem til omkring 2015, hvorefter den begynder at falde på grund af især omlægningen fra kul til gas. SO<sub>2</sub>-udledningen holder sig altså langt under kvoten i hele perioden. Dette skyldes snarere eksistensen af en svovlafgift end kvotereguleringen.

NO<sub>x</sub>-udledningen er faldende over perioden, hvilket især skyldes virkningen af Direktivet om Store Fyringsanlæg (ref. 88) og SO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub>-kvotereguleringen (ref. 89). Da kvotereguleringen tillader korrektion for import og eksport af el, og da Danmark eksporterer el i hele beregningsperioden, ses at NO<sub>x</sub>-kvoterne overholdes med en rimelig margin.

SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledning i Danmark > 25 MW



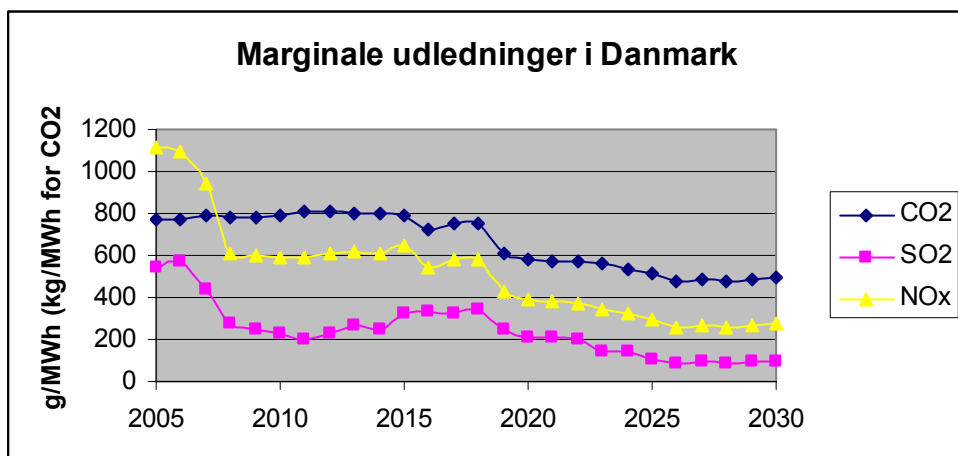
Figur 25b. Udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra elproducerende anlæg over 25 MW i Danmark med UP.

Det er i forskellige sammenhænge nyttigt at kende de miljømæssige virkninger af ”den sidst producerede MWh”, dvs. elproduktionens marginale miljøvirkninger. Disse er illustreret i figur 26 for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>. Af praktiske årsager er ”marginalen” beregnet som den gennemsnitlige MWh produceret på termiske kraftværker uden ledsagende kraftvarme (dvs. kondensproduktionen).

Figuren viser blandt andet, at CO<sub>2</sub>-udledningen fra den sidste MWh er ca. 800 kg i dag. Dette niveau holdes i basisfremskrivningen frem til 2016, fra hvilket tidspunkt etableringen af nye gaskraftværker begynder at gøre sig gældende. På lang sigt stabiliserer den marginale CO<sub>2</sub>-udledning sig på et niveau svarende til gas-kondens.

Et tilsvarende fald ses for SO<sub>2</sub>. For NO<sub>x</sub> er der et fald i 2008 som følge af kravene i Direktivet om Store Fyringsanlæg.





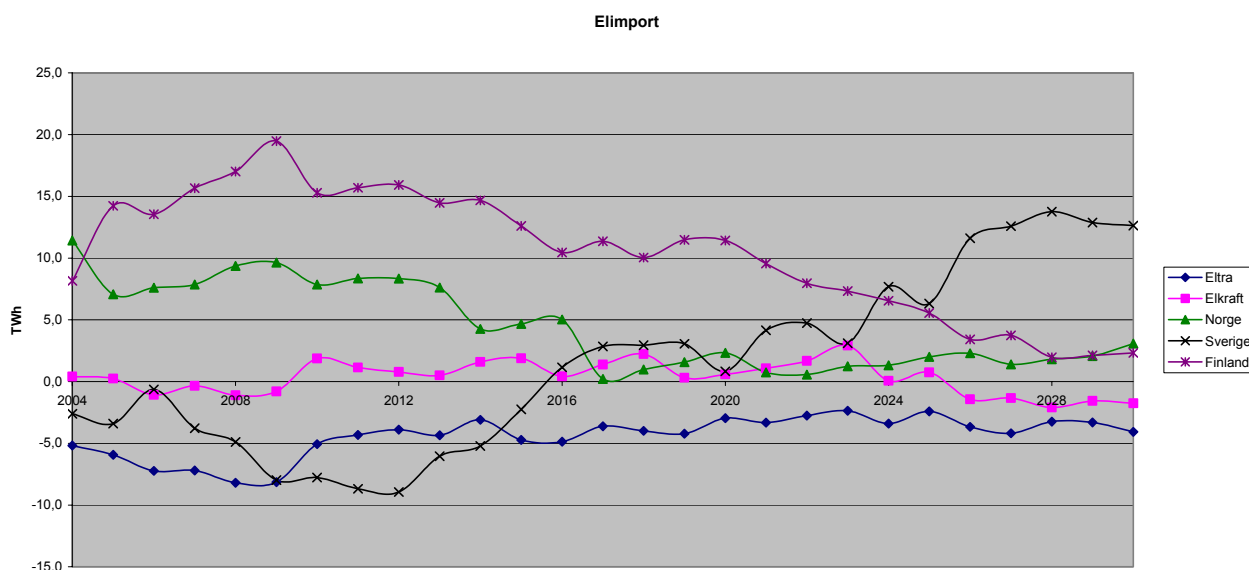
Figur 26. Udledning af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> fra en gennemsnitlig dansk MWh el produceret på kondens.

## 2.9 Eludveksling.

I figur 27 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 kernekraft-afvikling. Det betyder i praksis, at det meste af importen fra Rusland sendes videre til Sverige.
- Norge er nettoimportør med 5-10 TWh indtil det tidspunkt, hvor der idriftsættes nye gaskraftværker i Norge, hvorefter Norge bliver nogenlunde selvforsynende.
- 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 stort set hele beregningsperioden, men den samlede eleksport fra Danmark er væsentligt lavere end i tidligere fremskrivninger<sup>49</sup>. 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. For 2004 beregnes eleksporten fra Danmark til 4,8 TWh, mens elstatistikken for 2004 siger knap 3 TWh. En af de beregnede størrelser, der er forbundet med størst usikkerhed, er netop eludvekslingen, der kan ændres med adskillige TWh ved selv meget små ændringer i priser, virkningsgrader m.m.

<sup>49</sup> Forskellen skyldes finsk kernekraft, CO<sub>2</sub>-kvoter i EU, ekstra dansk havvind samt ændret model og en række øvrige ændrede forudsætninger.



Figur 27. 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. 3 TWh. Norge importerer i Prioriterede Snit ca. 6 TWh, mens basisfremskrivningen giver en import på ca. 8 TWh. Sverige importerer i Prioriterede snit ca. 3 TWh, mens basisberegningen giver en eksport på ca. 8 TWh<sup>50</sup>. Finland importerer i Prioriterede snit ca. 6 TWh, mens importen i basisfremskrivningen er ca. 15 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. Der er som nævnt 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.

## 2.10 VE-el i Danmark.

Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i tabel 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(%)	2005	2010	2015	2020	2025
Vindkraft	6,8 (19,0%)	8,7 (22,0%)	9,9 (23,4%)	10,9 (24,3%)	12,7 (26,9%)
Andet(*)	4,0 (11,1%)	3,7 (9,4%)	4,0 (9,5%)	4,4 (9,8%)	4,5 (9,5%)
<b>Ialt</b>	<b>10,8 (30,0%)</b>	<b>12,3 (31,4%)</b>	<b>13,9 (32,9%)</b>	<b>15,3 (34,1%)</b>	<b>17,2 (36,4%)</b>

Tabel 18. Dansk elproduktion, som er baseret på vedvarende energi i basisfremskrivningen. Absolutte tal i TWh og (i parentes) andel af det danske elforbrug af værkt. (\*) "Andet" dækker over halm, træ, biogas, bionedbrydeligt affald (80% af affaldets energiindhold er antaget bionedbrydeligt), solceller og vandkraft.

<sup>50</sup> En eksport i 2010 er i øvrigt konsistent med STEM's forventninger.

### Del 3. Følsomhedsanalyser.

Basisfremskrivningen er udarbejdet på baggrund af et meget stort antal antagelser, som alle er forbundet med usikkerhed i et vist omfang. Hvis alle antagelser var korrekte, ville basisfremskrivningen give et korrekt billede af fremtiden. Det er imidlertid givet, at ikke alle antagelser er korrekte. Det er f.eks. yderst usandsynligt, at brændselspriserne præcist følger det antagne forløb, at alle fremtidige år er normalår m.h.t. nedbør, at elproducenterne præcist bygger de anlæg, der er antaget i basisfremskrivningen etc.

For at belyse usikkerhederne i basisfremskrivningen (beskrevet i del 2), betydningen af de forskellige antagelser bag fremskrivningen (beskrevet i del 1) samt for at analysere virkningen af enkelte tiltag er der derfor gennemført en række følsomhedsanalyser.

#### 3.1 Miljørelaterede analyser.

##### Kvoternes betydning for elprisen m.m. i udvalgte år.

CO<sub>2</sub>-kvoterne slår igennem på elprisen på den måde, at de enkelte anlægs marginale elproduktionsomkostninger (og dermed deres bud på elmarkedet) skal dække omkostningerne til køb af CO<sub>2</sub>-kvoter<sup>51</sup>. Virkningen på elprisen afhænger af, hvilke anlæg, der ”sætter” elprisen i de enkelte timer.

Til belysning af gennemslaget på elprisen er gennemført en følsomhedsanalyse af elpriserberegningen uden CO<sub>2</sub>-kvoter i 2008 og 2025. Resultatet ses i tabel 19.

År (kvotepris)	Med kvoter	Uden kvoter	Difference
2008 (50 kr/ton)	20,4 øre/kWh	16,9 øre/kWh	3,5 øre/kWh
2025 (150 kr/ton)	26,1 øre/kWh	18,7 øre/kWh	7,4 øre/kWh

Tabel 19. Områdeprisen i Danmark med og uden CO<sub>2</sub>-kvoter i 2008 og 2025.

Elprisen påvirkes altså med 3,5 øre/kWh ved en kvotepris på 50 kr/ton i 2008 og 7,4 øre/kWh ved en kvotepris på 150 kr/ton i 2025.

De 3,5 øre/kWh i 2008 er noget højere end vurderingen i Klimastrategien, hvor en kvotepris på 50 kr/ton blev antaget at føre til en elprisstigning på 2 øre/kWh (og en kvotepris på 100 kr/ton blev antaget at føre til en elprisstigning på 4 øre/kWh). Skønnet fra Klimastrategien var baseret på CO<sub>2</sub>-indholdet i en europæisk gennemsnits-kWh. Den nye beregning antyder, at det gennemsnitlige, marginale elværk i Norden (det, der sætter elprisen) har en CO<sub>2</sub>-udledning på godt 700 kg/MWh. Dette er lidt lavere end CO<sub>2</sub>-udledningen fra det bedste kulkraftværk (Nordjyllandsværket).

I 2025 er kvoternes gennemslag på elprisen relativt set lavere end i 2008. Dette skyldes hovedsageligt, at kul i 2025 udgør en væsentligt lavere del af elværkernes brændselsforbrug, og at gas- og oliefyrede værker derfor oftere ”sætter” elprisen.

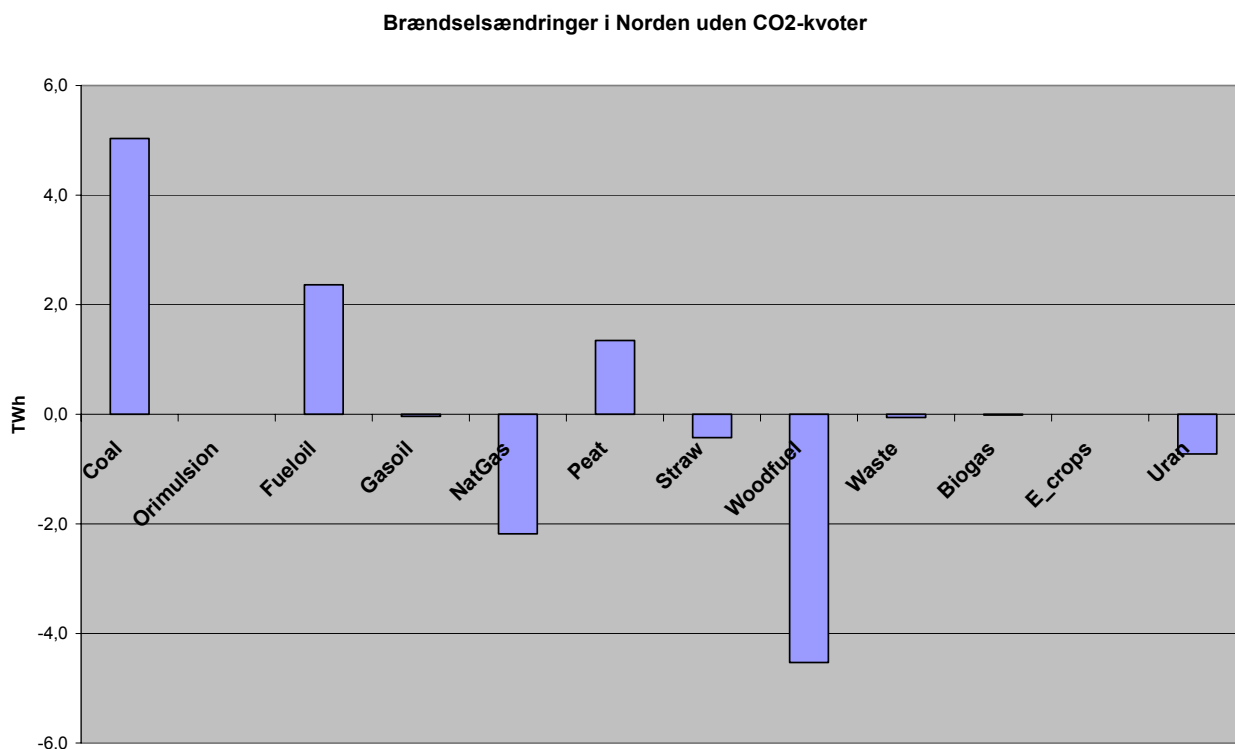
<sup>51</sup> Den gratis kvotetildeling, som er en del af kvotereguleringen, kan opfattes som et fast, finansielt tilskud, der ikke påvirker marginalomkostningerne

Det er væsentligt at understrege, at ovenstående beregning af kvoternes virkning på elprisen er alt andet lige. Hermed menes, at elsystemet med og uden kvoter antages at være det samme. I praksis vil selve eksistensen af kvoterne medføre en ændring af elsystemet.

Et andet væsentligt forhold er eksistensen af gratis kvotetildeling til nye elværker. Jo flere gratis kvoter, der tildeles, des mere vil det påvirke investeringsbeslutningen for nye værker. En høj gratis kvotetildeling vil alt andet lige medføre fremrykkede investeringer i forhold til en lav gratis kvotetildeling. Fremrykkede investeringer vil presse elprisen nedad. Hermed kan en høj gratis kvotetildeling på sigt eliminere virkningerne af kvoterne på elprisen. Aktuelt er antaget en kvotetildeling på 25% af det niveau, der er gældende i Danmark i dag. Dermed er den nedadgående elprisvirkning af gratis kvoter til nye elproduktionsanlæg formentlig begrænset.

CO<sub>2</sub>-kvoterne har også indvirkning på en række andre faktorer end elprisen. Hvis der ikke havde været CO<sub>2</sub>-kvoter i perioden 2008, ville man få følgende resultater:

- Den danske elproduktion ville være ca. 0,5 TWh højere (dvs. 0,5 TWh ekstra eksport).
- CO<sub>2</sub>-udledningen i Danmark ville være 0,8 mio. tons højere, dels som følge af større samlet elproduktion, dels som følge af brændselsomlægninger.
- Det nordiske brændselsforbrug ville være ca. 0,8 TWh højere. Fordelingen på brændsler ses i figur 28.
- CO<sub>2</sub>-udledningen i Norden ville være ca. 3,4 mio. tons højere, dels som følge af brændselsomlægninger, dels som følge af større brændselsforbrug.



Figur 28. Ændringer i brændselsanvendelsen i Norden 2008, hvis der ikke havde været CO<sub>2</sub>-kvoter.

### Forskellen til Klimastrategien m.h.t. CO<sub>2</sub>.

I forbindelse med regeringens Klimastrategi blev der i 2002 udarbejdet en fremskrivning af bl.a. CO<sub>2</sub>-udledningen fra el og fjernvarme. Denne udviste en noget højere CO<sub>2</sub>-udledning end basisfremskrivningen. Forskellen ses i tabel 20. Når Klimastrategien lå højere m.h.t. CO<sub>2</sub>, skyldtes det flere forhold:

- Klimastrategien blev beregnet på en ældre version af Ramses, hvor der ikke blev analyseret på hele Norden men kun på Danmark. Udlandet blev modelleret ved en international elpris.
- Finland har besluttet at bygge et femte kernekraftværk på 1600 MW.
- Sverige er ved at opføre to gaskraftværker og har indført et VE-certifikatmarked.
- Klimastrategiens fremskrivning blev beregnet uden CO<sub>2</sub>-kvoter på EU-niveau.
- Det er efter Klimastrategien vedtaget at bygge yderligere to havmølleparker på udbud.
- Der er foretaget en lang række ændringer i datagrundlaget i øvrigt siden Klimastrategien, blandt andet er en række kulfyrede anlæg skrottet tidligere end i Klimastrategien.

År	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Diff. (Mt)	5,4	4,9	5,5	5,1	6,4	10,1	9,4	9,3	8,6	8,4	7,2	7,4	9,0

Tabel 20. Forskellen mellem Klimastrategiens og basisfremskrivningens CO<sub>2</sub>-udledning til el- og fjernvarmeproduktion.

Den gennemsnitlige forskel mellem Basisfremskrivningens og Klimastrategiens CO<sub>2</sub>-udledning i perioden 2008-12 er ca. 8 Mt. Meget groft kan forskellen forklares således:

- Mere finsk kernekraft m.m. 3½ Mt.
- CO<sub>2</sub>-kvoter 1 Mt.
- To ekstra havmølleparker på udbud 1 Mt.
- Øvrige forskelle i model og data 2½ Mt.

### 3.2 Analyser vedrørende produktionssystemet.

#### En havmøllepark mindre omkring 2015.

Spørgsmålet om, hvor stor en del af den danske vindkraftproduktion, som "bliver i Danmark", og hvor stor en del, som eksporteres, har ind imellem været rejst. For at belyse dette er der foretaget en følsomhedsberegning, hvor havmølleparken i Eltra 2015 (jf. udbygningsplanen i tabel 15) er fjernet. Alle andre forudsætninger er uændrede.

Tabel 21 viser ændringen i elpris og elproduktion i de 5 elområder. Uden Eltra-mølleparken i 2015 bliver elprisen omkring 0,2 øre/kWh højere i hele Norden. Virkningen er kraftigst i Eltra. Elproduktionen falder 0,51 TWh i Eltra uden mølleparken. Denne produktion overtages af de andre områder, herunder Elkraft. Finland overtager den største del med 0,26 TWh.

	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
Elpris	2,5 kr/MWh	2,0 kr/MWh	2,0 kr/MWh	2,0 kr/MWh	2,0 kr/MWh
Elproduktion	-0,51 TWh	0,11 TWh	0,02 TWh	0,12 TWh	0,26 TWh

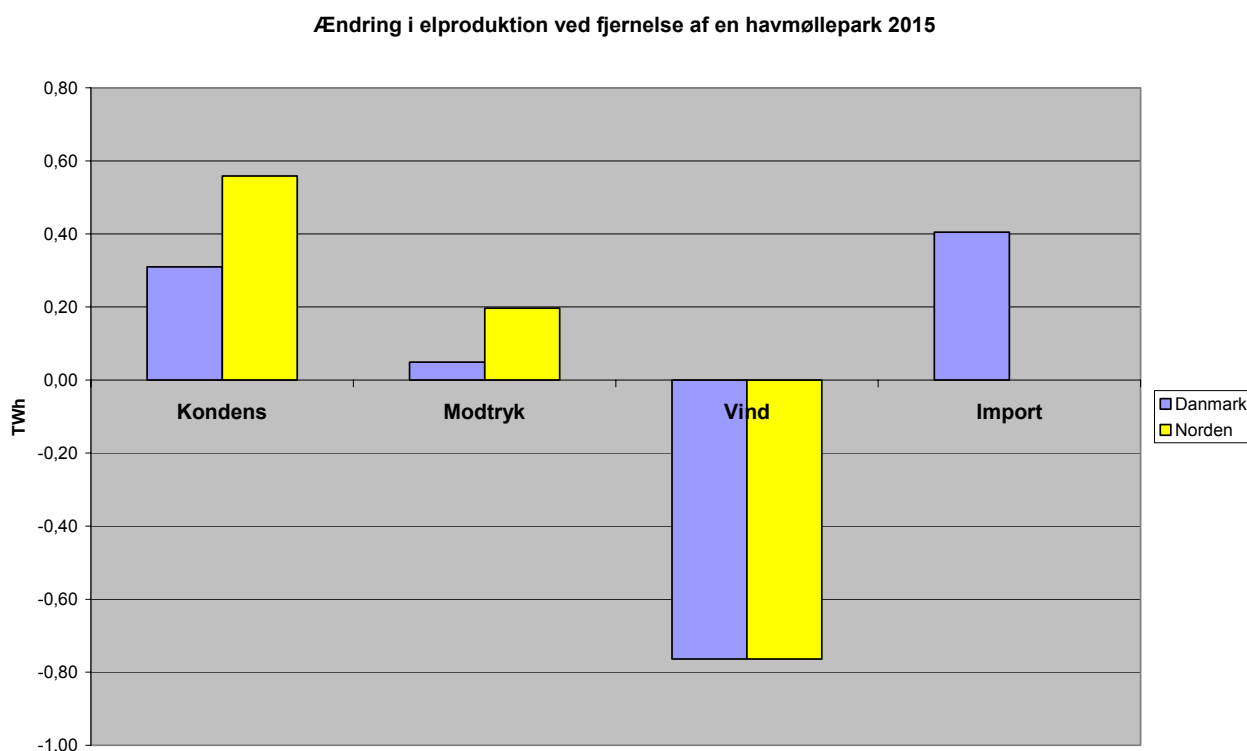
Tabel 21. Konsekvens ved fjernelse af basisfremskrivningens havmøllepark 2015 i Eltra.

I figur 29 ses virkningen for elproduktionen i Danmark og Norden samlet.

Den fjernede havmølleproduktion på 0,76 TWh erstattes i Danmark af af 0,31 TWh kondens og 0,05 TWh modtryk (kraftvarme). De resterende 0,40 TWh dækkes ved en reduktion af eksporten.

Man kan derfor tilsyneladende slutte, at omkring halvdelen af vindmølleparkens el eksporteres. Dette ræsonnement forudsætter dog, at havmølleparken ikke erstatter anden udbygning i Danmark, hvilket ikke er helt rigtigt, fordi havmølleparken i basisfremskrivningen reelt erstatter udbygning med godt ¼ gaskraftværk. Nedenfor er gennemregnet et eksempel, hvor vindmølleudbygningen erstatter bygning af nye kraftværker.

Den fjernede havmølleproduktion på 0,76 TWh erstattes i Norden af 0,56 TWh kondens og 0,20 TWh modtryk (kraftvarme).



Figur 29. Ændring i dansk og nordisk elproduktion ved fjernelse af basisfremskrivningens første havmøllepark efter udbudsparkerne (parken, der forudsættes at komme 2015 i Eltra).

CO<sub>2</sub>-udledningen i Danmark stiger med 249.000 tons, når havmølleparken ikke opføres. Dette kan omsættes til, at 1 MWh havmøllestrøm sparer ca. 325 kg CO<sub>2</sub> i Danmark i dette regneeksempel. Reelt er besparelsen på sigt større, idet havmølleparken som nævnt erstatter udbygning med godt ¼ gaskraftværk.

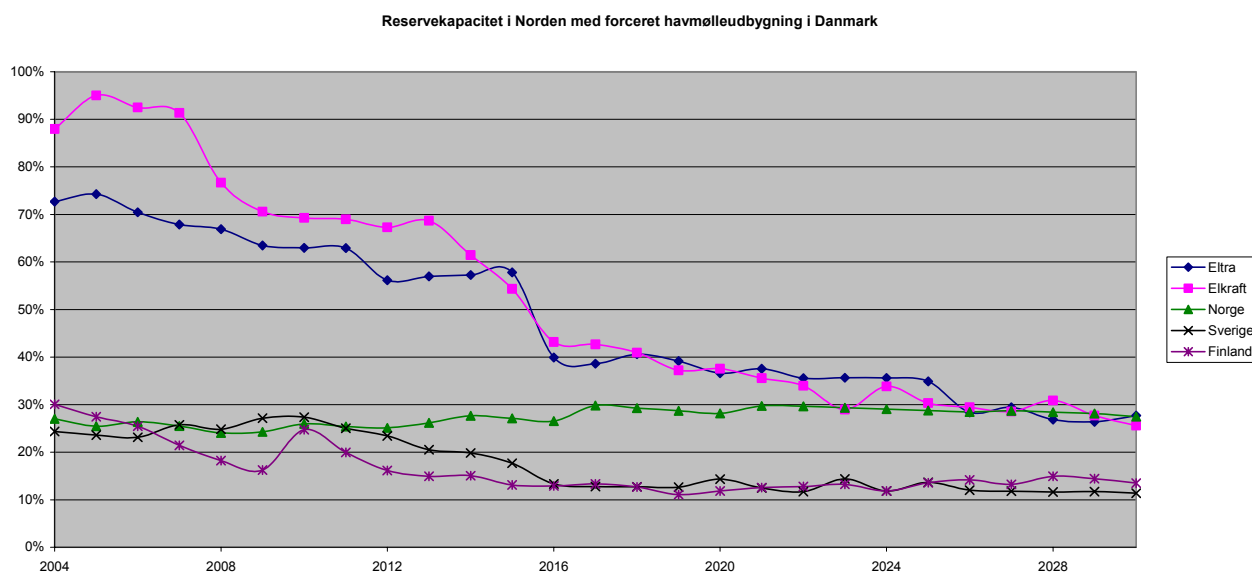
#### Forceret udbygning med havmøller i Danmark (+3000 MW frem mod 2015).

Socialdemokratiet har stillet forslag (ref. 93) om en øgning af havmøllekapaciteten i Danmark med 3000 MW frem mod 2015 ud over de to havmølleparker, som p.t. er i udbud. Til belysning af dette forslag er der foretaget en gennemregning af en ændret udbygningsplan. I forhold til udbygningsplanen (UP) beskrevet i tabel 15 foretages følgende ændringer:

- Der tilføjes 6 parker á 250 MW i Eltra og 6 parker á 250 MW i Elkraft, svarende til ialt 3000 MW. Der udbygges med én park i hvert område årligt i årene 2010-2015.

- De første to havmølleparker, der allerede er en del af UP i Danmark omkring 2015, fjernes.
- I forhold til UP antages altså en ekstra mølleudbygning på 2600 MW, opført i perioden 2010-2015.
- På grund af den ekstra vindkraft bliver der et øget udbud af billig el på markedet. Dette vil reducere elprisen og dermed indtjeningen for de øvrige anlæg på markedet. Det må derfor antages, at udbygningen med bl.a. gasfyrede combined cycle anlæg bliver udskudt.
- Konkret antages følgende ændringer i forhold til UP: AVV3 (2019) bygges ikke. FVO8 udskydes fra 2016 til 2026<sup>52</sup>, og NEV4 bygges ikke<sup>53</sup>. Da NEV4 i UP opføres i 2026, svarer de to sidste ændringer samlet til, at et af de gasfyrede værker fjernes fra Eltra.

I figur 30 ses reservekapaciteten med den ændrede udbygnings”plan”. Ved sammenligning med figur 16 ses en øget reserve i Elkraft og Eltra i perioden 2010-2015, hvorefter reserven falder til et niveau tæt på niveauet i basisfremskrivningen.

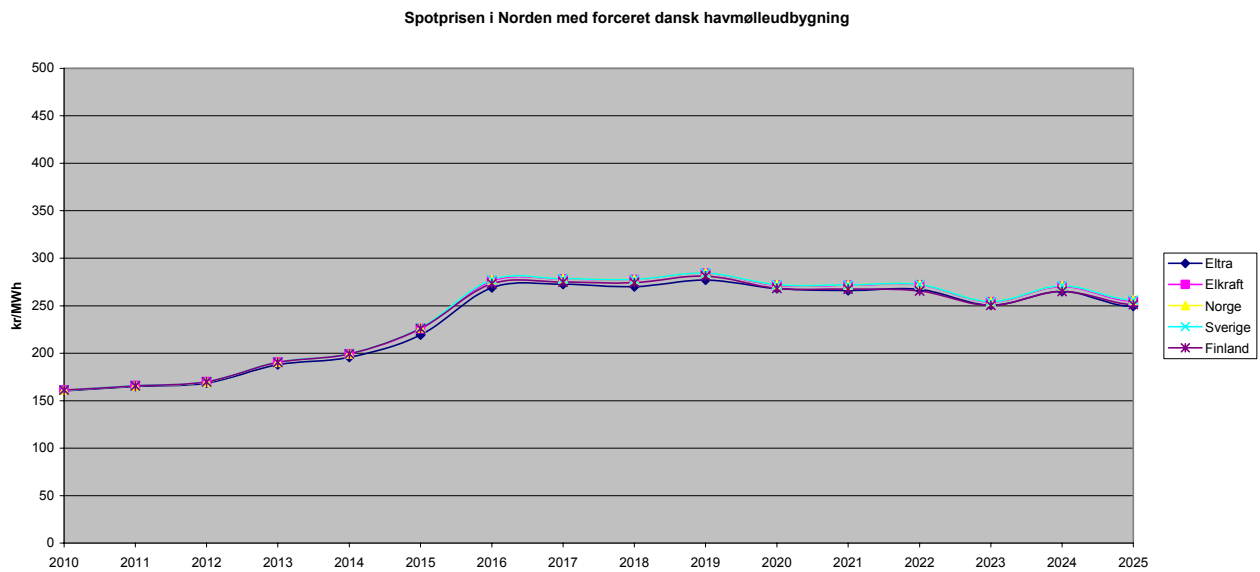


Figur 30. Reservekapaciteten med forceret havmølleudbygning.

I figur 31 ses elprisen på spotmarkedet med forceret havmølleudbygning. I forhold til basisfremskrivningen (se figur 17) ses en lidt lavere elpris i perioden fra 2010.

<sup>52</sup> På grund af fjernvarmeforsyningen til Odense kan tidspunktet for idriftsættelse af FVO8 dårligt udskydes længere, da FVO7 antages at gå ud af drift på dette tidspunkt.

<sup>53</sup> Fjernvarmeforsyningen til Ålborg kan dækkes af NEV3 (kul) i hele beregningsperioden.



Figur 31. Elprisen med forceret havmølleudbygning.

På grund af den lavere elpris kunne man forvente en lavere indtjening på især de danske anlæg. I tabel 22a-22d ses indtjeningen på den første ekstra-park i Eltra hhv. Elkraft samt de to første nye gaskraftværker i de to områder.

Tabel 22a-22b viser indtjeningen på den første 250 MW havmøllepark i Elkraft hhv. Eltra, som antages etableret i 2010. Det ses, at indtjeningen i starten er for lille til, at parkerne er kommercielle. Senere i perioden – omkring 2015 – stiger elindtjeningen, fordi det generelle prisniveau på Nordpool stiger. De første ca. 5 år er imidlertid de vigtigste, og den samlede nuværdi af parkernes indtjening bliver negativ. I elindtjeningen er indregnet en støtte på 10,3 øre/kWh<sup>54</sup>. Denne støtte er derfor utilstrækkelig.

Indtjeningen på den første møllepark i Eltra er lidt dårligere end på den første møllepark i Elkraft. Dette skyldes den relativt større vindkraftandel i Eltra, som igen medfører, at elprisen i Eltra er lidt lavere end i Elkraft. Forskellen er dog helt marginal.

<sup>54</sup> Dagens støtte på 12,3 øre, deflateret til 2010.



WindSeaF	Elindtjening	FVindtjening	Investering	D&V	Brændsel	Kvoter	Sys.tjen.	Total
DKE01	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2010	247	0	-2049	-71	0	0	-13	-1885
2011	250	0	0	-71	0	0	-13	166
2012	252	0	0	-71	0	0	-13	168
2013	269	0	0	-71	0	0	-13	186
2014	278	0	0	-71	0	0	-13	194
2015	297	0	0	-71	0	0	-13	214
2016	330	0	0	-71	0	0	-13	246
2017	334	0	0	-71	0	0	-13	250
2018	331	0	0	-71	0	0	-13	248
2019	335	0	0	-71	0	0	-13	251
2020	325	0	0	-71	0	0	-13	241
2021	325	0	0	-71	0	0	-13	241
2022	325	0	0	-71	0	0	-13	241
2023	315	0	0	-71	0	0	-13	231
2024	324	0	0	-71	0	0	-13	241
2025	316	0	0	-71	0	0	-13	233

Tabel 22a. Cash-flow for havmøllepark på 250 MW etableret i Elkraft 2010, svarende til forceret havmølleudbygning.

WindSeaF	Elindtjening	FVindtjening	Investering	D&V	Brændsel	Kvoter	Sys.tjen.	Total
DKW01	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2010	245	0	-2049	-71	0	0	-13	-1887
2011	248	0	0	-71	0	0	-13	165
2012	249	0	0	-71	0	0	-13	165
2013	263	0	0	-71	0	0	-13	180
2014	270	0	0	-71	0	0	-13	186
2015	284	0	0	-71	0	0	-13	200
2016	315	0	0	-71	0	0	-13	231
2017	323	0	0	-71	0	0	-13	239
2018	316	0	0	-71	0	0	-13	232
2019	320	0	0	-71	0	0	-13	236
2020	318	0	0	-71	0	0	-13	234
2021	313	0	0	-71	0	0	-13	230
2022	315	0	0	-71	0	0	-13	232
2023	308	0	0	-71	0	0	-13	224
2024	314	0	0	-71	0	0	-13	230
2025	305	0	0	-71	0	0	-13	221

Tabel 22b. Cash-flow for havmøllepark på 250 MW etableret i Eltra 2010, svarende til forceret havmølleudbygning.

I tabel 22c-d ses indtjeningen på det nye gasfyrede anlæg, MKS\_B5 i Eltra i hhv. basisfremskrivningen og med forceret havmølleudbygning. Indtjeningen på anlægget med forceret vindkraftudbygning falder lidt i forhold til basisfremskrivningen, men anlægget hænger dog stadig sammen økonomisk.

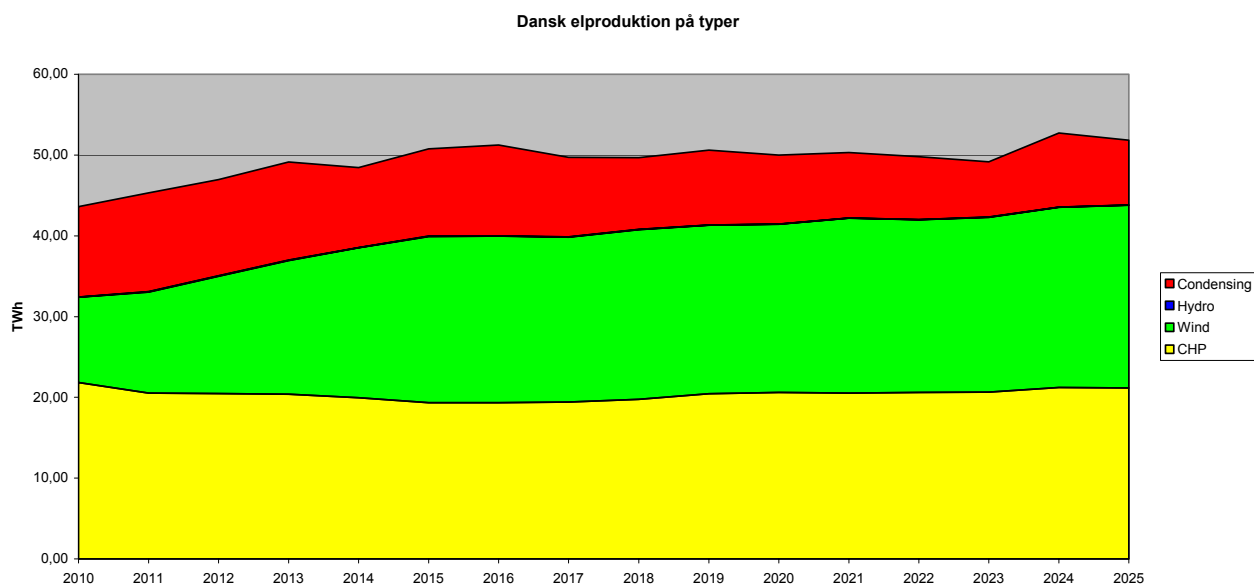
MKS_B5	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
(Basis)	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2019	851	137	-1638	-68	-669	26	20	-1340
2020	806	122	0	-67	-658	26	20	249
2021	805	121	0	-67	-664	26	20	240
2022	811	122	0	-67	-673	26	20	238
2023	734	122	0	-67	-662	26	20	173
2024	805	121	0	-68	-685	26	20	220
2025	743	121	0	-67	-678	26	20	165

Tabel 22c. Indtjening på MKS\_B5 (400 MW gasfyret combined cycle) i basisfremskrivningen.

MKS_B5	Elincome	DHIncome	Invest	O&M	Fuel	Kvoter	Reg.kraft	Total
(Forc.Vind)	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
2019	747	115	-1638	-63	-580	26	20	-1374
2020	717	105	0	-63	-579	26	20	225
2021	708	101	0	-63	-575	26	20	216
2022	722	103	0	-64	-593	26	20	213
2023	660	104	0	-63	-588	26	20	158
2024	715	102	0	-64	-602	26	20	197
2025	660	101	0	-63	-594	26	20	149

Tabel 22d. Indtjening på MKS\_B5 (400 MW gasfyret combined cycle) med forceret havmølleudbygning.

Vindkraftproduktionen andrager i 2015 efter udbygningen med de 3000 MW havvind 20,59 TWh eller 49% af elforbruget ab værk. Oven i de 49% VE-el fra vind kommer knap 9% VE-el fra biomasse og affald, således at den totale andel VE-el bliver 58% i 2015. I figur 32 ses sammensætningen af den danske elproduktion med forceret havmølleudbygning.



Figur 32. Sammensætningen af den danske elproduktion med forceret havmølleudbygning.

I tabel 23 ses ændringerne i elproduktion og eksport i forhold til basisfremskrivningen. Den ekstra vindkraft fortrænger dels kraftvarme, dels kondenskraft. Fortrængningen af kraftvarme skyldes to ting: Dels betyder netbegrænsningerne, at en del af kraftvarmeproduktionen må kobles af for at undgå overbelastning af udlandsforbindelserne ("kritisk eloverløb"). Derudover udskydes (fra 2016) bygning af to gasfyrede kraftvarmeanlæg som følge af den ekstra vindkraft. Eksporten vokser med op til 5 TWh, så længe vindkraften ikke erstatter anden kapacitet. Dvs. ca. halvdelen af den ekstra vindmølleproduktion eksporteres. I 2016 og 2019 er der et hhv. to gaskraftværker mindre end i basisfremskrivningen. Fra disse tidspunkter falder eksporten (dvs. mere af vindkraften bliver i Danmark).

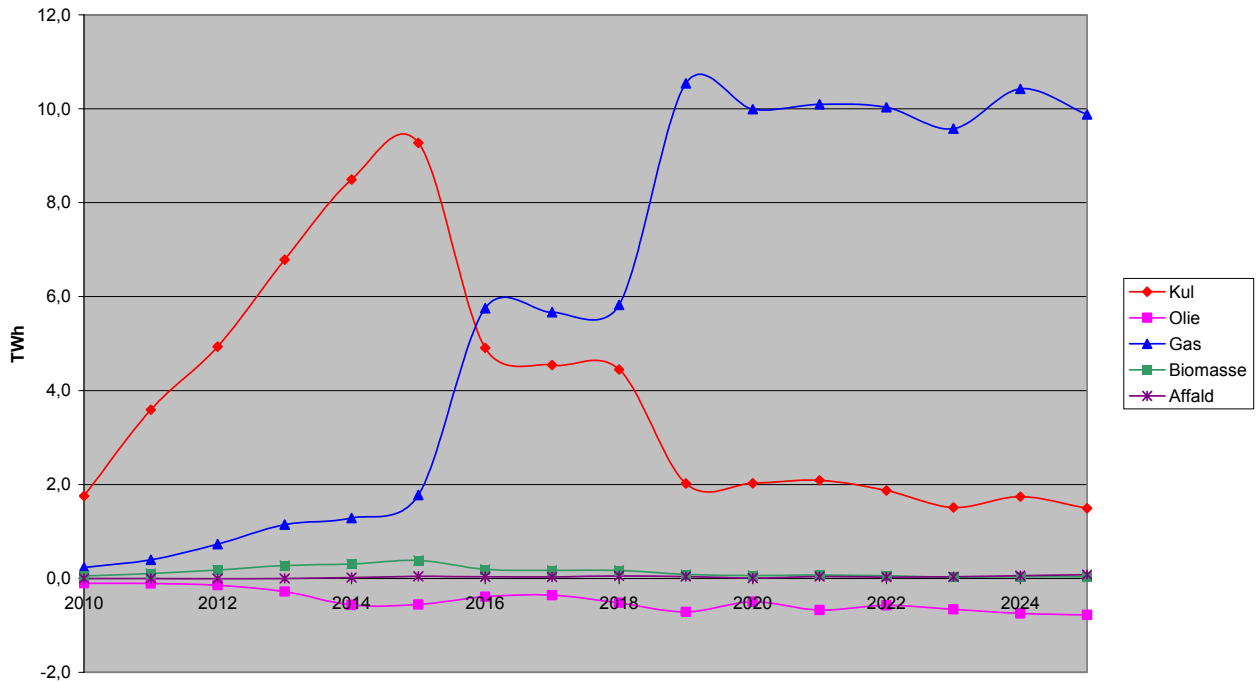
ProdForm	Kraftvarme	Vind	Kondens	Eksport
	TWh	TWh	TWh	TWh
2010	-0,17	1,91	-0,74	1,01
2011	-0,24	3,82	-1,52	2,06
2012	-0,41	5,73	-2,15	3,16
2013	-0,65	7,64	-2,97	4,02
2014	-0,92	9,55	-3,54	5,09
2015	-1,16	10,69	-4,00	5,53
2016	-1,65	9,93	-4,27	4,01
2017	-2,49	9,93	-3,20	4,24
2018	-2,65	9,93	-3,11	4,18
2019	-2,73	9,93	-4,80	2,40
2020	-1,87	9,93	-5,32	2,75
2021	-1,91	9,93	-5,37	2,65
2022	-1,80	9,93	-5,32	2,82
2023	-1,83	9,93	-4,85	3,26
2024	-2,16	9,93	-5,21	2,56
2025	-2,25	9,93	-4,76	2,91

Tabel 23. Ændringen i den danske elproduktion og eksport med forceret vindkraftudbygning i forhold til basisfremskrivningen.

Figur 33 viser ændringen i brændselsforbruget med forceret havmølleudbygning.

Brændselsforbruget falder samlet med omkring 11 TWh fra 2015. I starten er det mest kul, der fortrænges, mens det fra 2016 og 2019, hvor vindkraften erstatter bygning af gaskraftværker skifter til at være overvejende gas, som fortrænges.

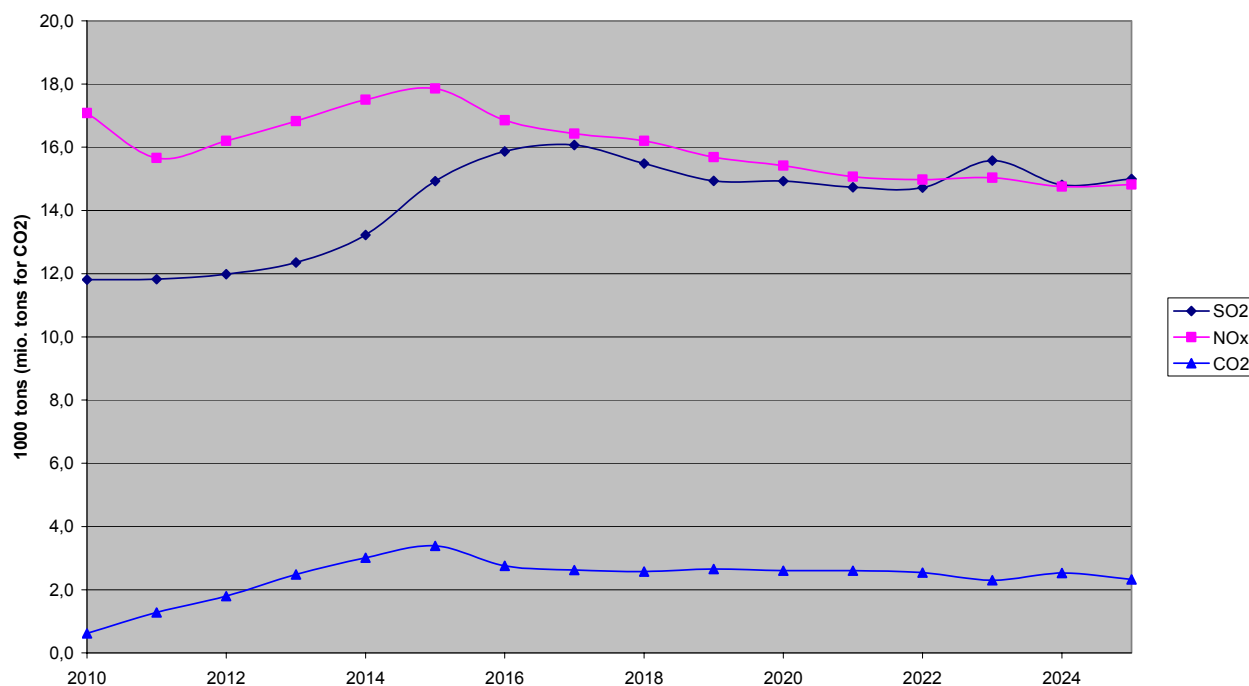
Brændselsbeaprelse i Danmark ved forceret havmølleudbygning



Figur 33. Brændselsbesparelse i Danmark ved forceret havmølleudbygning.

I figur 34 ses ændringen i de danske udledninger af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>-udledning til el og fjernvarme ved forceret havmølleudbygning. Både SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledningen falder med ca. 15.000 tons efter gennemførelse af alle 12 havmølleparker. CO<sub>2</sub>-udledningen falder med op til 3,4 mio. tons omkring 2015, hvor møllerne overvejende fortrænger kul. CO<sub>2</sub>-reduktionen bliver lidt mindre (ca. 2½ mio. tons på længere sigt, hvor møllerne overvejende fortrænger gas.

### Emissionsreduktioner i Danmark ved forceret havmølleudbygning



Figur 34. Ændring af SO<sub>2</sub>- NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub>-udledningen til el og fjernvarme i Danmark med forceret havmølleudbygning i forhold til basisfremskrivningen.

### Betydningen af decentral kraftvarme på markedsvilkår.

Fra 2005 går decentrale kraftvarmeværker over 10 MW over fra at levere el til tretidstarif til at levere el på markedsvilkår. For anlæg mellem 5 og 10 MW sker dette fra 2007.

I tabel 24 ses et eksempel på virkningerne på driften af et større decentralt naturgasfyret anlæg ved overgang til markedsvilkår i 2005.

År	Elproduktion	Brændselsforbrug	Gennemsnitlig salgspris for el	Nettoprovenu
2004	0,24 TWh	0,59 TWh	339 kr/MWh	33 mio. kr.
2005	0,20 TWh	0,50 TWh	228 kr/MWh	4 mio. kr.

Tabel 24. Beregning på driften af et større naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk på tretidstarif (2004) og på markedspris (2005). [Beregningen er udført i forhold til en tidligere version af basisfremskrivningen 041104]

Det ses, at elproduktionen og brændselsforbruget på kraftvarmeanlægget reduceres med omkring 17%, fordi elsalgsprisen falder. Provenuet (elindtægt + varmeindtægt – drift – brændsel) falder fra 33 til 4 mio. kr.

En tilsvarende analyse på affaldsfyrede kraftvarmeanlæg ved overgang til markedsvilkår viser, at elproduktionen og brændselsforbruget ikke påvirkes af nedgangen i elsalgspris. Dette hænger sammen med, at de marginale driftsomkostninger på affald er meget lave på grund af den negative affaldspris (se tabel 1). Elsalsprisen bliver lavere, men anlæggenes drift er altså uændret.

### Betydning af tørår og vådår.

Den naturlige variation af nedbørmængden i Norden har store økonomiske konsekvenser for elmarkedet. Der er derfor foretaget en følsomhedsberegning, hvor alle år er hhv. tørår og vådår. I praksis vil måske hvert 10. år være et tørår og hvert 10. år være et vådår.

I figur 35a ses den beregnede elprisændring i tørår og vådår. Ved ”tørår” forstås her et år, hvor nedbørmængden er 80% af den normale, og ved ”vådår” forstås et år, hvor nedbørmængden er 120% af den normale.

Elprisstigningen i tørår er 5-10 øre/kWh i starten af beregningsperioden. På grund af faldende brændselspriser frem mod 2010 er virkningen af tørår aftagende. Efter 2010 er virkningen igen stigende. Dels stiger brændselspriserne lidt, dels stiger kvoteprisen. Omkring 2015 bliver virkningen af tørår forstærket, fordi elsystemet bliver effektmæssigt anstrengt, og der derfor i tørår trækkes meget på dyre produktionsenheder. Herudover bliver der en prismæssig isolering af Finland og Eltra i tørår.

Elprisfaldet i vådår er væsentligt mindre end stigningen i tørår. Faldet er nogenlunde det samme i alle områder.

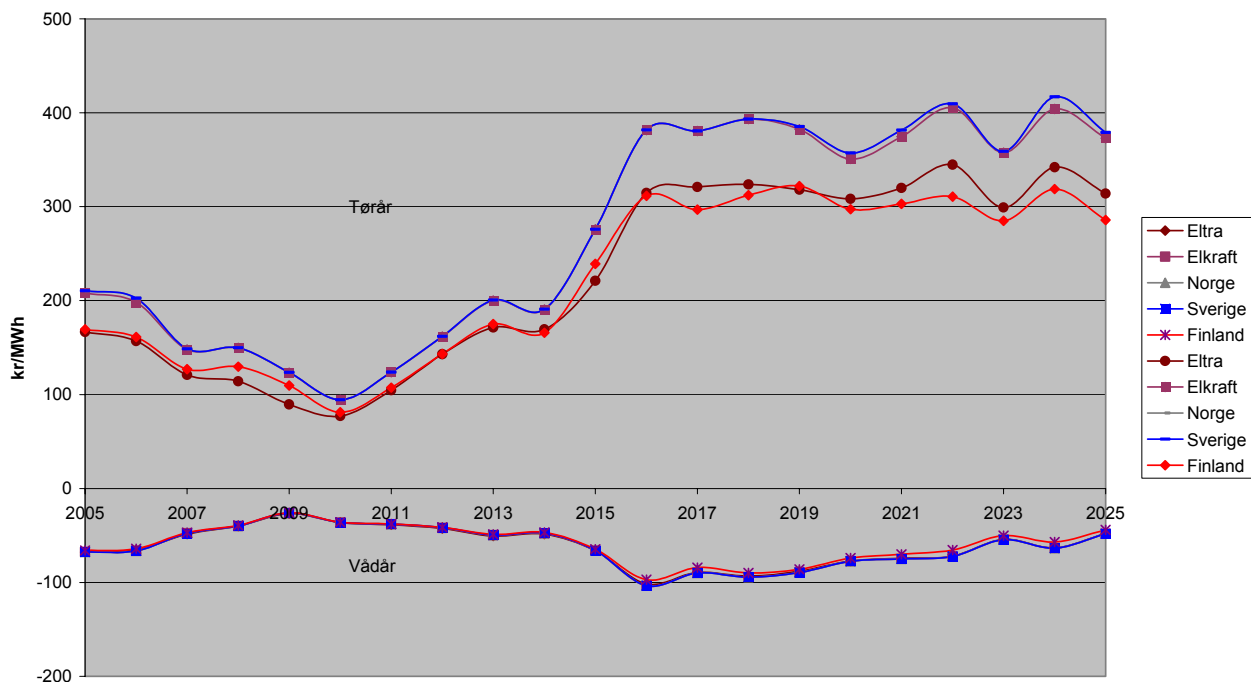
Figur 35b viser ændringen i udledningerne af CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i Danmark i tørår og vådår.

CO<sub>2</sub>-udledningen stiger med omkring 10 mio. tons i tørår og falder med nogenlunde det samme i vådår. På lang sigt er virkningen aftagende, fordi elsystemet som helhed udleder mindre CO<sub>2</sub>. Ændringen i CO<sub>2</sub>-udledningen skyldes udelukkende en ekstra eleksport/-import på 10-15 TWh.

SO<sub>2</sub>-udledningen stiger med 10-20.000 tons i tørår, fordi systemet trække på enheder med ingen eller begrænset SO<sub>2</sub>-rensning. SO<sub>2</sub>-udledningen falder ikke tilsvarende i vådår, hvilket skyldes en kombination af at den kulkraft, som i vådår fortrænges af vandkraft, har høj svovlrensning og at vandkraften i vådår også fortrænger en del varmebunden elproduktion, hvorved der produceres mere varme på kedler uden svovlrensning.

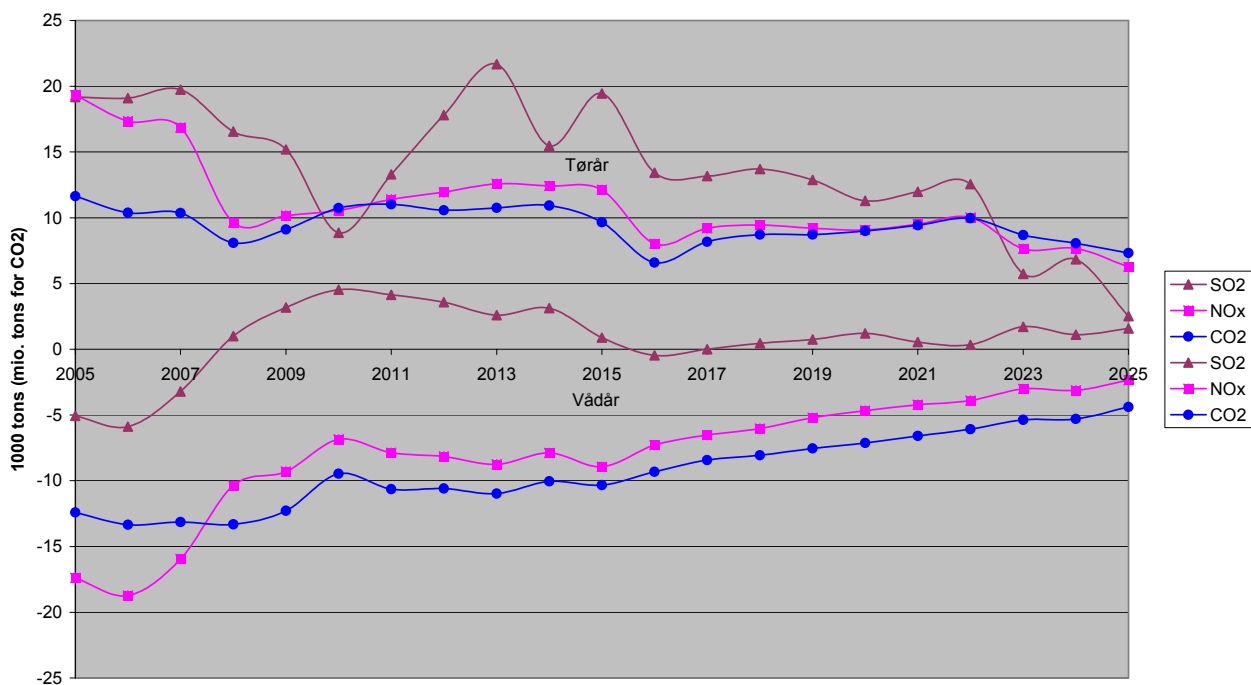
NO<sub>x</sub>-udledningen stiger omkring 10.000 tons i tørår og falder tilsvarende i vådår.

Elprisændring i tørår og vådår



Figur 35a. Beregnet elprisstigning i tørår og elprisfald i vådår i forhold til basisfremskrivningen.

Ændring i danske emissioner i tørår og vådår

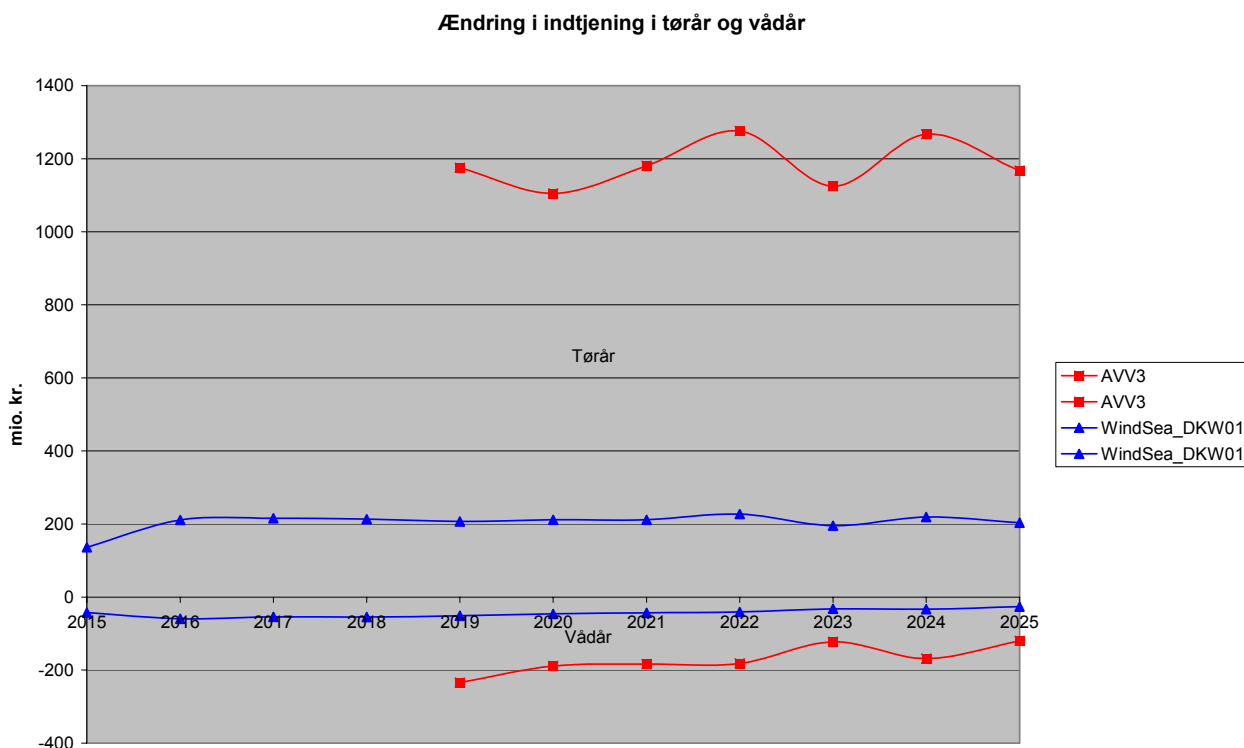


Figur 35b. Øgning i danske emissioner i tørår og fald i danske emissioner i vådår i forhold til basisfremskrivningen.

De store elprisstigninger i tørår (figur 35a) medfører ekstra elindtjening på de elværker, der er i drift. Tilsvarende medføre elprisfaldet i vådår (figur 35a) et tab. Figur 35c viser den ekstra elindtjening i tørår og tabet i vådår på to udvalgte nye anlæg.

Beregningerne viser, at tabet i vådår er væsentligt mindre end gevinsten i tørår. Hvis hvert 10. år er tørår og hvert 10. år er vådår, betyder dette, at gennemsnitsindtægten for et gaskraftværk dermed bliver op mod 100 mio. kr. højere pr. år, end hvis alle år havde været normalår. For en havmøllepark gælder tilsvarende, men ekstraintægten er væsentligt mindre (op mod 20 mio. kr. pr. år). Gaskraftværker kan således i højere grad end havmøller drage økonomisk fordel af svingende nedbør. Ekstraintægten i figur 35c for gaskraft er dog formentlig overvurderet lidt, idet en del af ekstraintægten skyldes øget drifttid. Det er ikke på forhånd givet, at den ekstra gasmængde kan fås til samme pris.

Samlet synes ekstraintægten dog at være af en størrelse, så man evt. kunne overveje at fremrykke visse investeringer i forhold til den antagne udbygningsplan, jf. tabel 15.

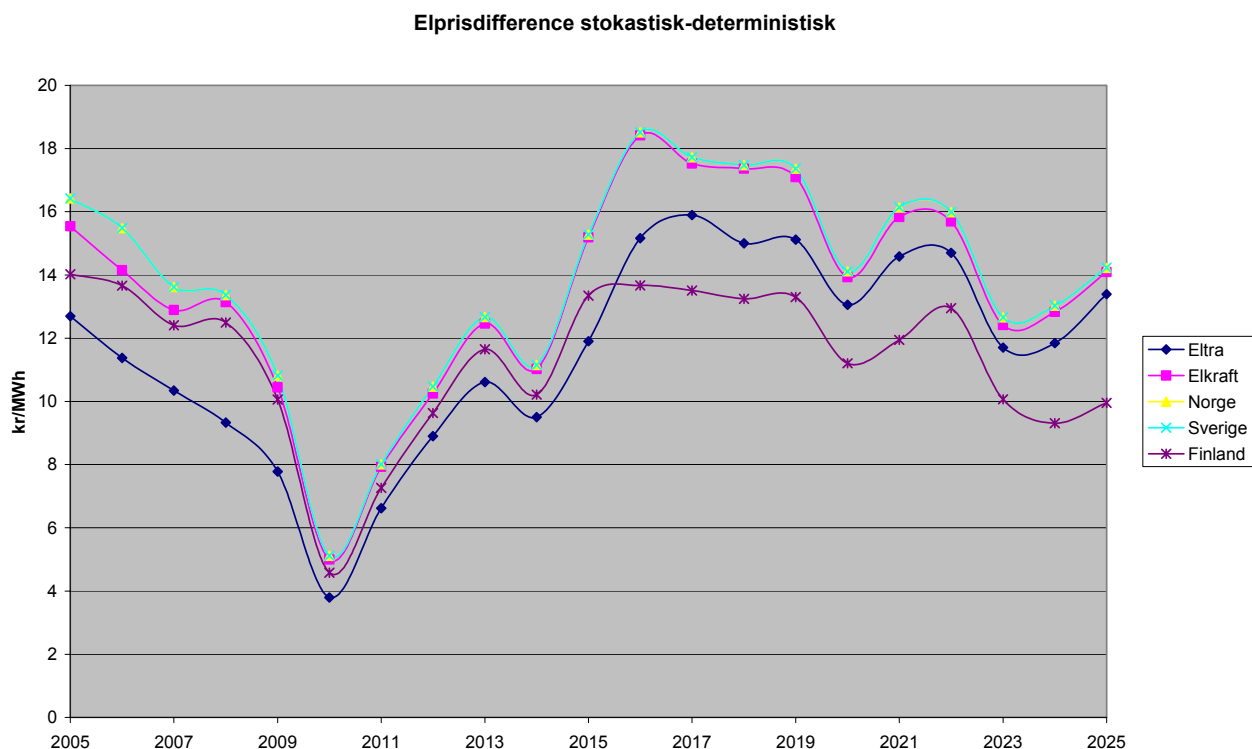


Figur 35c. Ekstraintjening i tørår og tab i vådår for et combined cycle værk (AVV3) og en havmøllepark (WindSea\_DKW01).



### Stokastiske havariers betydning for elprisen.

De fleste beregninger på Ramses er udført med deterministiske havarier og 3 timers tidsskridt. For at teste betydningen heraf på bl.a. den beregnede markedspris for el er der udført en basisberegning med stokastiske havarier og 1 times tidsskridt. Resultatet ses i figur 36. Den kombinerede virkning af stokastiske havarier og kortere tidsskridt er altså en øgning af den beregnede eklpris med  $\frac{1}{2}$ - $1\frac{1}{2}$  øre/kWh.



Figur 36. Forskellen i beregnet elpris med hhv. stokastiske og deterministiske havarier.

### Markedsmagt.

Når der på et marked er et lavt antal producenter, har disse mulighed for at øge deres profit ved at udbyde el til priser, der ligger over deres marginalomkostninger og derigennem indtjene en ekstra profit. I enkelte situationer (med netbegrænsninger) kan en producent få et de facto monopol og dermed (i princippet) selv sætte elprisen. I de fleste situationer foreligger der dog en konkurrence fra et antal andre elproducenter. Modellering af denne begrænsede konkurrence (markedsmagt) består i at foretage en spilteoretisk optimering af de enkelte aktørers profit, givet hvad de andre producenter udbyder deres el til.

I den vandkraftmodel, som anvendes i Ramses, er der taget højde for markedsmagt på den måde, at der er antaget, at der kun er tre konkurrerende vandkraftværker i Norden. Der henvises til beskrivelsen af vandkraftmodellen i Del 1 (afsnit 1.10). Elprisen bliver på grund af det begrænsede antal uafhængige vandkraftproducenter lidt højere, end hvis der havde været uendeligt mange producenter.

For den termiske elproduktion gør et tilsvarende fænomen sig gældende. Det kan vises, at hvis der er  $N_t$  identiske termiske producenter, og den samlede omkostningskurve fra disse er lineær med

hældning  $\beta$  (stigning i marginalomkostning i kr/MWh pr. MW ekstra elproduktion), da vil den enkelte producent kunne maksimere sin profit ved at byde ind til en pris, der overstiger marginalomkostningerne med størrelsen  $\beta F/(N_t-1)$ , hvor  $F$  er det elforbrug i MW, der ”kæmpes” om. Denne ekstraprofit repræsenterer den Nash-ligevægt, hvor ingen producent kan ændre sit elprisbud uden at tabe profit til andre producenter.

Et meget groft regneeksempel kan illustrere størrelsesordenen: I 2010 er det nordiske elforbrug på 420 TWh ab værk. Af disse produceres 206 TWh som vandkraft, som byder ind efter modellen beskrevet i afsnit 1.10. Kernekraft (godt 100 TWh), industrikraftvarme (20 TWh) og vindkraft (14 TWh) må antages at byde ind til marginalomkostningerne m.h.p. at sikre afsætning på grund af lav regulerbarhed. Hvis det endvidere antages, at ruslandsimporten på 12 TWh er prisufølsom, bliver der omkring 64 TWh tilbage, som skal dækkes af udbydere, der kan variere deres bud m.h.p. at optimere deres profit. Det svarer til i gennemsnit 7000 MW (men varierer betydeligt over året). Antages, at hældningen på udbudskurven er 0,01 kr/MW<sup>2</sup>h (skønnet ud fra figur 43), og at der er to relevante konkurrenter med termisk produktion i hvert af landene Danmark, Finland, Sverige og Tyskland, bliver tillægget til elprisen af størrelsesordenen én øre/kWh (med betydelige variationer over året). I praksis er det vanskeligt at fastlægge præcist hvor mange konkurrenter der er, og deres omkostningskurver er hverken lineære eller identiske. Regneeksemplet giver derfor kun en meget grov indikation af en størrelsesorden.

Det er i basisfremskrivningen antaget, at der er perfekt konkurrence mellem de termiske producenter (dvs. at  $N_t$  er uendelig). Herved undervurderes elprisen formentlig lidt, jf. regneeksemplet.

### ***3.3 Analyser vedrørende betydning af udlandsforbindelserne.***

#### Betydningen af en elektrisk storebæltsforbindelse.

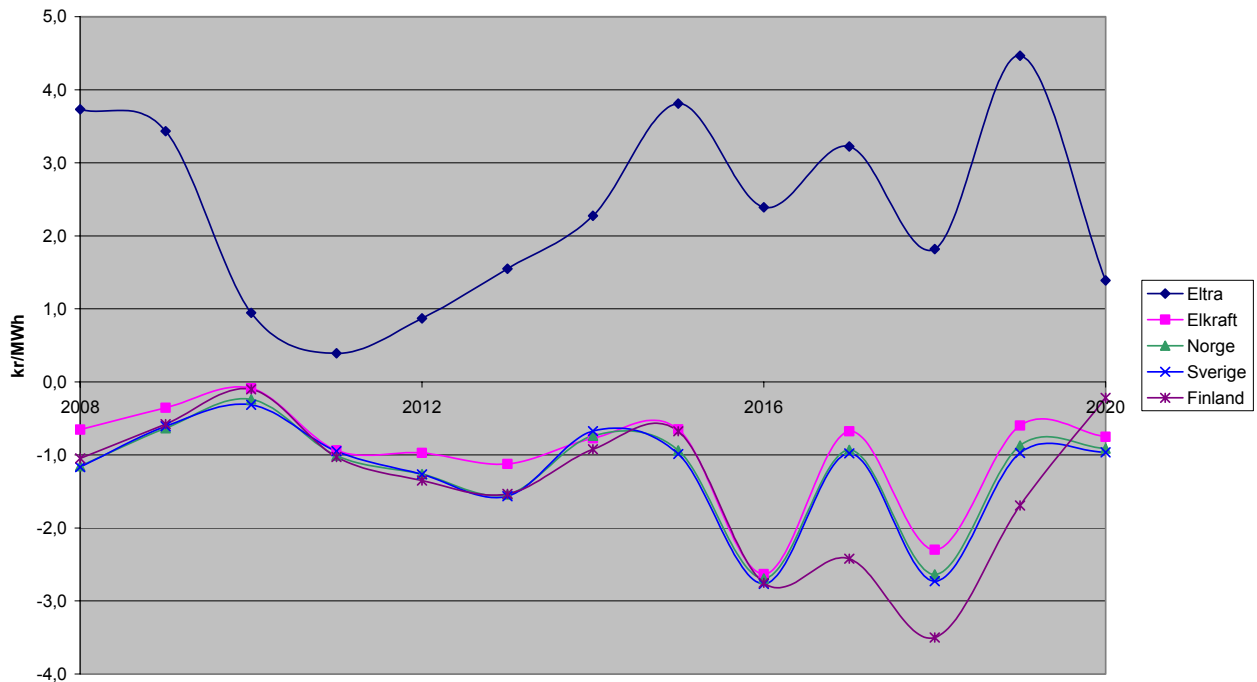
Der er gennemført en beregning<sup>55</sup> med etablering af en elektrisk storebæltsforbindelse (SBF) på 600 MW i 2008. Dette vurderes at være det tidligste tidspunkt, forbindelsen i praksis vil kunne være etableret. Beregningerne er foretaget med stokastiske havarier og (sæsonafhængige) stokastiske revisioner. Dette betyder, at beregningerne for enkelt-år indeholder statistik ”støj”.

Forbindelsens betydning for elprisen ses i figur 37 og tabel 25. Den generelle tendens er, at elprisen falder i Norden som følge af, at elproduktionen fra de billigste anlæg kan udnyttes bedre. Imidlertid er billedet det omvendte i Eltra, hvor elprisen stiger som følge af SBF. Den væsentligste forklaring på, at elprisen stiger i Eltra, formodes at være, at vindmøllestrømmen lettere ”kan slippe ud af området” og derfor ikke trykker elprisen så meget i Eltras område.

---

<sup>55</sup> Beregningen er gennemført i forhold til en tidligere version af basisfremskrivningen fra marts 2004.

Forbrugsvægtet elprisændring med storebæltsforbindelse



Figur 37. Ændring i elprisen som følge af etablering af en elektrisk storebæltsforbindelse i 2008. Beregnet med stokastiske havarier for normalår.

Elprisændring (forbrugsvægtet)	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh
2008	3,7	-0,7	-1,2	-1,2	-1,0
2009	3,4	-0,4	-0,6	-0,6	-0,6
2010	0,9	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1
2011	0,4	-0,9	-1,0	-0,9	-1,0
2012	0,9	-1,0	-1,3	-1,3	-1,3
2013	1,6	-1,1	-1,5	-1,6	-1,5
2014	2,3	-0,8	-0,7	-0,7	-0,9
2015	3,8	-0,7	-0,9	-1,0	-0,7
2016	2,4	-2,6	-2,7	-2,8	-2,8
2017	3,2	-0,7	-0,9	-1,0	-2,4
2018	1,8	-2,3	-2,6	-2,7	-3,5
2019	4,5	-0,6	-0,9	-1,0	-1,7
2020	1,4	-0,8	-0,9	-1,0	-0,2

Tabel 25. Ændring af den forbrugsvægtede elpris i Norden ved etablering af SBF 2008. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

Den samlede økonomiske besparelse for elforbrugerne i Norden (konsumentoverskuddet) ses i tabel 26a. Negative tal betyder, at forbrugerne sparer penge. Det generelle billede er, at de nordiske forbrugere sparer et trecifret millionbeløb. I Eltra er situationen dog omvendt. Dette hænger sammen med elprisændringerne omtalt ovenfor.

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr
2008	85	-10	-150	-181	-96	<b>-351</b>
2009	80	-6	-83	-95	-54	<b>-158</b>
2010	22	-1	-32	-50	-10	<b>-70</b>
2011	9	-15	-136	-150	-98	<b>-390</b>
2012	21	-16	-172	-201	-130	<b>-498</b>
2013	38	-19	-213	-250	-148	<b>-592</b>
2014	57	-13	-103	-108	-90	<b>-258</b>
2015	96	-11	-133	-159	-67	<b>-273</b>
2016	61	-45	-385	-447	-274	<b>-1091</b>
2017	83	-12	-135	-159	-243	<b>-466</b>
2018	48	-40	-386	-445	-355	<b>-1180</b>
2019	118	-11	-129	-160	-173	<b>-355</b>
2020	37	-14	-137	-159	-23	<b>-295</b>

Tabel 26a. Ændring af forbrugernes udgifter til el excl. afgifter med SBF i forhold til basisfremskrivningen. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

I tabel 26b ses ændringen i elproducenternes indtjening. Negative tal betyder, at producenterne taber penge. Det generelle billede er, at de nordiske elproducenter taber penge, men at de tjener penge i Eltra.

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr
2008	128	-14	-138	-191	-101	<b>-316</b>
2009	120	-13	-81	-81	-74	<b>-129</b>
2010	39	-4	-35	-41	-12	<b>-54</b>
2011	36	-14	-134	-177	-81	<b>-370</b>
2012	38	-17	-182	-208	-107	<b>-476</b>
2013	56	-25	-200	-248	-135	<b>-552</b>
2014	82	-20	-104	-96	-81	<b>-219</b>
2015	149	-16	-133	-124	-78	<b>-201</b>
2016	117	-48	-352	-408	-276	<b>-966</b>
2017	107	-23	-112	-206	-220	<b>-454</b>
2018	124	-35	-414	-429	-342	<b>-1095</b>
2019	204	-1	-163	-230	-127	<b>-317</b>
2020	81	-19	-140	-131	-34	<b>-242</b>

Tabel 26b. Ændring af producenternes indtjening med SBF i forhold til basisfremskrivningen. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

I tabel 26c ses summen af forbrugernes og producenternes fortjeneste. Dette kaldes også driftsnyttens. Det ses, at den elektriske storebæltsforbindelse har en positiv driftsnytte. Driftsnyttens varierer fra år til år, blandt andet som følge af stokastisk ”støj”. Det bemærkes, at der ikke er medregnet nettoafgiftsfaktor (skal evt. korrigeres).

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2008	42	-4	12	-10	-5	<b>35</b>
2009	40	-8	2	14	-20	<b>29</b>
2010	16	-3	-3	8	-3	<b>16</b>
2011	27	1	2	-27	17	<b>20</b>
2012	17	-2	-9	-7	22	<b>22</b>
2013	18	-6	13	2	14	<b>40</b>
2014	25	-7	-1	13	9	<b>39</b>
2015	53	-5	0	35	-11	<b>72</b>
2016	56	-2	33	40	-1	<b>125</b>
2017	24	-11	23	-47	24	<b>12</b>
2018	77	5	-28	17	14	<b>85</b>
2019	86	10	-33	-70	46	<b>38</b>
2020	44	-5	-3	28	-11	<b>52</b>
Middel	40	-3	1	0	7	<b>45</b>

Tabel 26c. Samlet driftsnytte (konsumentoverskud + producentoverskud) med SBF i forhold til basisfremskrivningen. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

Ud over driftsnyttens er der en række andre samfundsøkonomiske virkninger, som bør medregnes:

- Svovlafgift: Den beregnede udledning af SO<sub>2</sub> i Danmark falder lidt med SBF. Dette betyder et lidt lavere afgiftsprovenu for den danske stat. Afgiftsbetalingen er allerede medregnet i producentindtjeningen, tabel 26b, og provenutabet for staten bør derfor fratrækkes i en samfundsøkonomisk analyse. Provenutabet er dog kun ca. 2 mio. kr. pr. år i gennemsnit.
- Eltilskud: En del af kraftvarmen i Danmark modtager statstilskud til elproduktionen. Det drejer sig om især decentral kraftvarme på affald og naturgas. Der er i beregningen med SBF en lidt større kraftvarmeproduktion end uden SBF, fordi SBF muliggør, at kraftvarme og vindkraft bedre kan ”slippe ud” af (især) Eltra. Dette betyder et lidt større eltilskud med SBF. Det er her – meget groft - antaget, at det gennemsnitlige eltilskud til den ekstra kraftvarme er 5 øre/kWh. Hermed bliver der et ekstra eltilskud på i gennemsnit omkring 2 mio. kr. om året. Dette er indregnet som en del af producenternes indtjening og bør derfor fratrækkes i statens indtægter.
- Affaldsavgift: Der betales en statsavgift ved forbrænding af affald på 330 kr/ton. I beregningen med SBF er der små forskydninger i mængden af affald, som forbrændes. Dette giver små forskydninger i afgiftsprovenuet. Det viser sig dog, at afgiftsprovenuet i middel er omkring nul.
- Brændselsavgift: Den tidligere nævnte lidt større kraftvarmeproduktion med SBF medfører, at lidt mere varme produceres på kraftvarmeanlæg og lidt mindre på spidslastkedler. Da afgiftsbelastningen på kraftvarme er mindre end på spidslastkedler, bliver der et afgiftsprovenutab for staten. Det er her – meget groft – antaget, at en ekstra MWh el på kraftvarme medfører, at producenterne sparer afgiftsbetaling på 0,32 MWh brændsel, og at brændselsafgiften er 180 kr/MWh. Hermed bliver der et afgiftsprovenutab for staten på i størrelsesordenen 3 mio. kr. årligt i gennemsnit.
- Forsyningsikkerhed: SBF forbedrer forsyningsikkerheden og reducerer dermed mængden af ikke-leveret el i nogle år. Hvis ikke-leveret el værdisættes til 50.000 kr/MWh, bliver der i middel en samfundsøkonomisk gevinst på 3 mio. kr. årligt. Da beregningen kun er foretaget én gang for hvert år, er forekomsten af forsyningsvigt i de enkelte år behæftet med betydelig statistisk ”støj”. I den konkrete beregning forekommer forsyningsvigt i årene

2016-2019 uden SBF, og de fleste heraf fjernes af SBF. En gentagelse af beregningen vil ikke give præcist samme resultat (det er dog sandsynligt, at forsyningssvigt overvejende vil forekomme sidst i beregningsperioden, hvor systemet er mere ”anstrengt”). Omfanget af elmangel kan være undervurderet med den anvendte beregningsmodel, da denne har en forholdsvist simpel statistisk repræsentation af fejl på kraftværker og udlandsforbindelser og ikke modellerer eventuelle statistiske afhængigheder mellem f.eks. fejl i kraftværker og fejl i ledninger. Modellen antager desuden i udgangspunktet, at elmangelen kan kontrolleres, dvs. at mangel på nogle få hundrede MW ikke medfører sammenbrud af hele systemet. Et totalt afbrud af f.eks. hele Eltra under spidslast i én time ville indebære en samfundsøkonomisk omkostning i størrelsesordenen 250 mio. kr. Hvis SBF kunne forhindre en sådan hvert 10. år, ville SBF få en økonomisk værdi for forsyningssikkerheden på 25 mio. kr. årligt (dvs. væsentligt mere end de 3 mio. kr., der fremgår af tabel 26d). Det kræver dog mere detaljerede analyser af driften af elsystemet at vurdere, i hvilket omfang SBF vil kunne forhindre totale afbrud af elforsyningen. SBF vil formentlig også kunne bidrage til hurtigere retablering af elforsyningen i Danmark i tilfælde af total blackout i Øst- eller Vestdanmark.

➤ SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-skadesomkostninger. Skadesomkostninger ved udledninger af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er vurderet i ExternE-projektet til hhv. 54 og 84 kr/kg. Da SO<sub>2</sub>-udledningen er lidt mindre og NO<sub>x</sub>-udledningen i beregningen er lidt højere med SBF<sup>56</sup>, bliver der et positivt bidrag fra SO<sub>2</sub> og et negativt bidrag fra NO<sub>x</sub> (hhv. +12 og -4 mio. kr. pr. år i gennemsnit).

De ovenfor nævnte øvrige samfundsøkonomiske gevinster og omkostning ved SBF fremgår af tabel 26d. Der er ikke medregnet skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor (skal evt. korrigeres). Den samlede ekstraværdi af SBF i forhold til driftsnyttens opgøres til omkring 5 mio. kr. årligt i gennemsnit.

År	SO <sub>2</sub> - afgift	Eltilskud	Affalds- afgift	Brænd- selsafgift	Forsynings- sikkerhed	SO <sub>2</sub> skadeomk	NO <sub>x</sub> skadeomk	I alt
	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr
2008	0	-2	1	-2	0	-2	-15	<b>-20</b>
2009	-2	-1	-2	-1	0	10	-11	<b>-6</b>
2010	0	-2	0	-2	0	3	0	<b>-1</b>
2011	-2	-1	0	-1	0	10	-8	<b>-1</b>
2012	2	0	-1	0	0	-10	-3	<b>-13</b>
2013	-2	-3	1	-3	0	11	-3	<b>2</b>
2014	0	0	1	0	0	2	-4	<b>-2</b>
2015	-4	-2	2	-3	0	24	1	<b>19</b>
2016	-9	-4	2	-5	3	61	-2	<b>45</b>
2017	-1	-2	-2	-3	10	8	-3	<b>7</b>
2018	-2	-5	1	-6	1	10	2	<b>2</b>
2019	-1	-5	0	-5	30	6	-2	<b>23</b>
2020	-4	-4	-2	-4	0	23	0	<b>9</b>
Middel	-2	-2	0	-3	3	12	-4	<b>5</b>

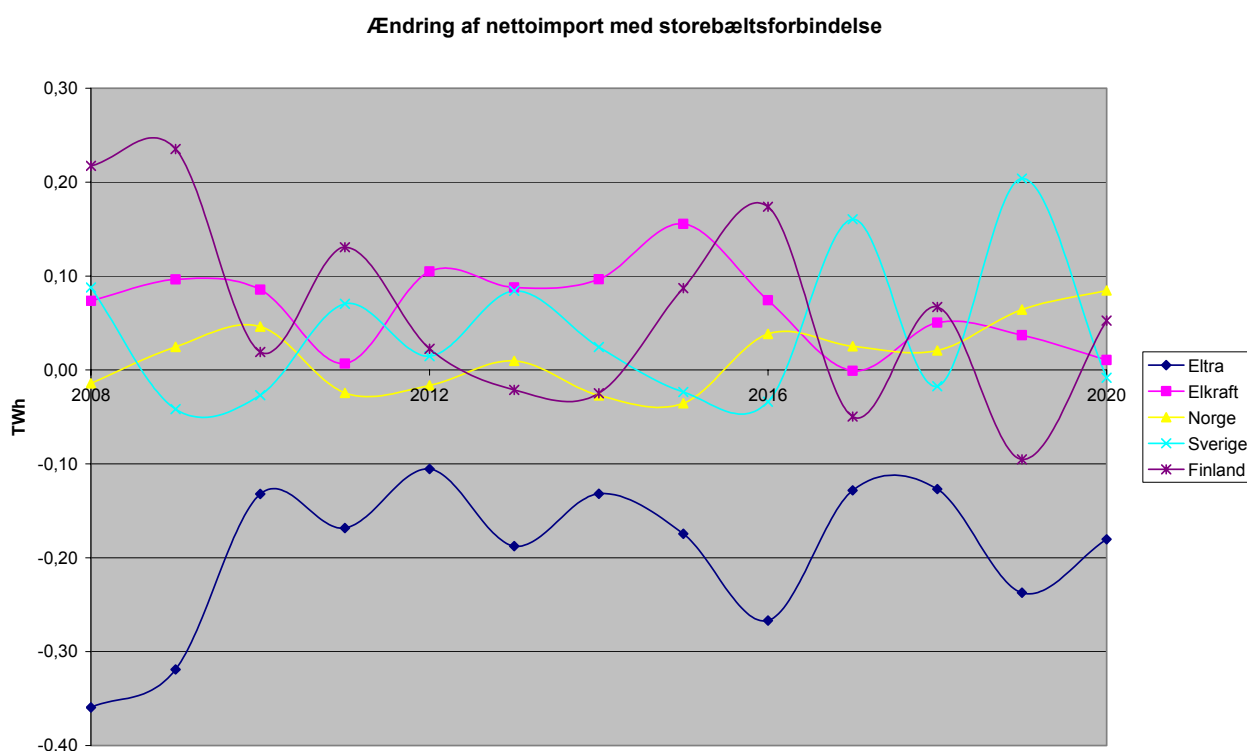
Tabel 26d. Øvrige samfundsøkonomiske virkninger af SBF. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår. Bidraget fra forsyningssikkerhed forudsætter kontrollerede afbrydelser af elforsyningen.

<sup>56</sup> Formentlig fordi spislaster på olie m.m. kører lidt mindre, og gasmotorer kører lidt mere med SBF.

SBF koster omkring 1160 mio. kr. i investeringer. Med 6% rente og 30 års levetid giver dette udgifter til forrentning og afskrivning på ca. 84 mio. kr. pr. år. Hertil skal lægges driftsomkostninger. Samlet bør der altså findes økonomiske fordele ved forbindelsen omkring 90 mio. kr. årligt for at tjene forbindelsen hjem. Det fremgår af tabel 26c og 26d, at de gennemsnitlige indtægter på omkring 45+5 mio. kr. pr. år. ikke i sig selv kan tjene forbindelsen hjem - men dog giver et væsentligt bidrag.

Til sammenligning beregner Elkraft v.h.a. Balmorel en driftsnytte på 37 mio. kr. i 2015 i et normalår. I ref. 94 har Eltra og Elkraft beregnet driftsnyten til 33 mio. kr. i 2010.

I figur 38 ses ændringerne i eludvekslingerne med SBF. Det overordnede billede er, at Eltra eksporterer lidt mere, og de øvrige områder importerer lidt mere.



Figur 38. Ændringer i netto-eludvekslingen med SBF i forhold til basisfremskrivningen (positive tal = mere import eller mindre eksport). Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

Som nævnt ovenfor er virkningerne af SBF belyst uden virkningerne af ”Snit 4”. Dvs. at virkningerne af storebæltsforbindelsen er belyst i en situation, hvor svenskerne **har** forstærket ”Snit 4”.

Beregninger foretaget på Balmorel viser, at driftsnyten i tørår er væsentligt højere end driftsnyten i normalår. Driftsnyten er også større i vådår end i normalår. Se ref. 95. Dermed er den gennemsnitlige driftsnytte formentlig af størrelsesordenen 25 mio. kr. højere pr. år end beregnet ovenfor.

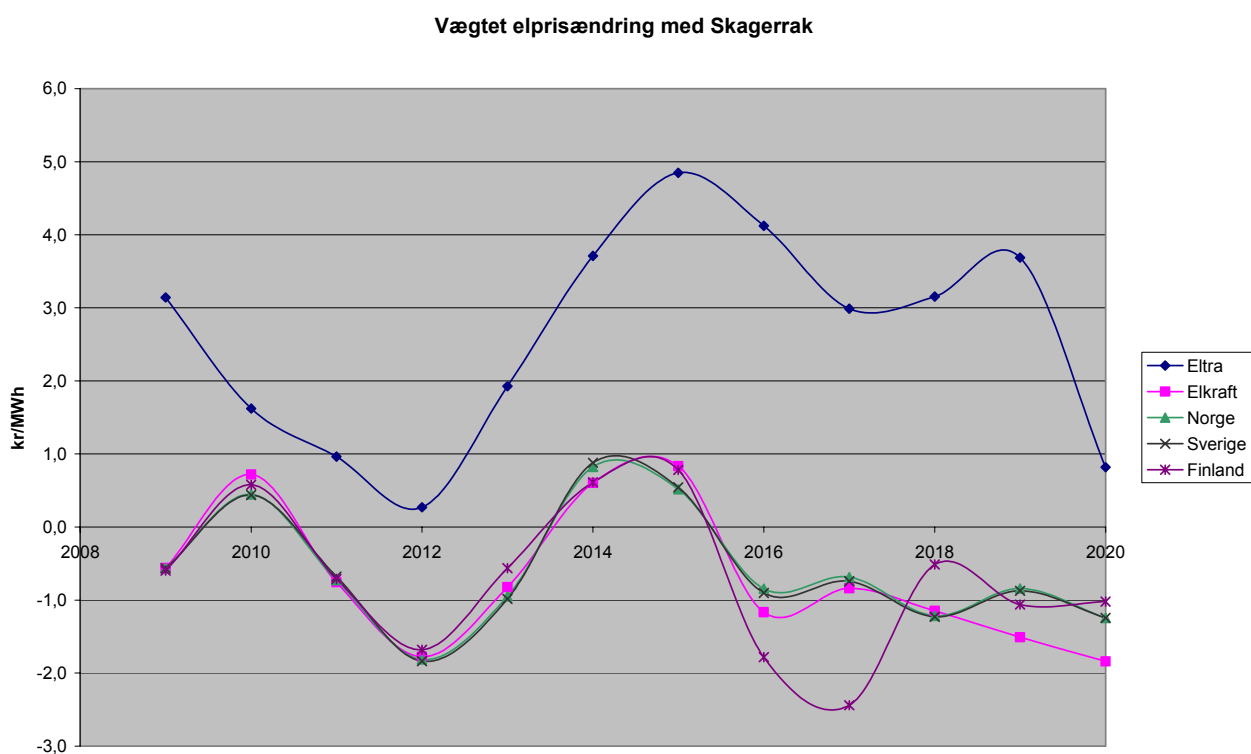
Ovenstående beregninger på SBF er foretaget med en forudsætning om, at SBF ikke giver anledning til ændring af elforbrugets størrelse. I praksis vil SBF øge konkurrencen på elmarkedet,

hvilket i sig selv vil (bør) medføre lavere elpriser. Elprisfaldet medfører en lille stigning i forbruget, hvilket har afledte virkninger på bl.a. afgiftsprovenuet og den samlede samfundsøkonomiske virkning.

#### Betydningen af en ekstra Skagerrakforbindelse.

Der er gennemført en beregning<sup>57</sup> med etablering af Skagerrak3 på 600 MW i 2009. Dette vurderes at være det tidligste tidspunkt, forbindelsen i praksis vil kunne være etableret. Beregningerne er foretaget med stokastiske havarier og (sæsonafhængige) stokastiske revisioner. Dette betyder, at beregningerne for enkelt-år indeholder statistik ”støj”.

Forbindelsens betydning for elprisen ses i figur 39 og tabel 27. Den generelle tendens er, at elprisen falder i Norden som følge af, at elproduktionen fra de billigste anlæg kan udnyttes bedre. Imidlertid er billedet – som for SBF - det omvendte i Eltra. I Eltra stiger elprisen med op til 0,4 øre/kWh. Den væsentligste forklaring på, at elprisen stiger i Eltra, formodes at være, at vindmøllestrømmen lettere ”kan slippe ud af området” og derfor ikke trykker elprisen så meget i området.



Figur 39. Ændring i elprisen som følge af etablering af Skagerrak3 i 2008. Beregnet med stokastiske havarier for normalår.

<sup>57</sup> Beregningen er gennemført i forhold til en tidligere version af basisfremskrivningen fra marts 2005.



Elprisændring (forbrugsvægtet)	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh
2009	3,1	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
2010	1,6	0,7	0,4	0,4	0,6
2011	1,0	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7
2012	0,3	-1,8	-1,8	-1,8	-1,7
2013	1,9	-0,8	-0,9	-1,0	-0,6
2014	3,7	0,6	0,8	0,9	0,6
2015	4,8	0,8	0,5	0,5	0,8
2016	4,1	-1,2	-0,8	-0,9	-1,8
2017	3,0	-0,8	-0,7	-0,7	-2,4
2018	3,2	-1,1	-1,2	-1,2	-0,5
2019	3,7	-1,5	-0,8	-0,9	-1,1
2020	0,8	-1,8	-1,2	-1,2	-1,0

Tabel 27. Ændring af den forbrugsvægtede elpris i Norden ved etablering af Skagerrak3 i 2009. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

Den samlede økonomiske besparelse for elforbrugerne i Norden (konsumentoverskuddet) ses i tabel 28a. Negative tal betyder, at forbrugerne sparer penge. Det generelle billede er, at de nordiske forbrugere sparer et trecifret millionbeløb. I Eltra er situationen dog omvendt. Dette hænger sammen med elprisændringerne omtalt ovenfor.

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2009	73	-9	-74	-88	-55	<b>-153</b>
2010	39	12	59	69	54	<b>233</b>
2011	23	-12	-98	-107	-68	<b>-262</b>
2012	7	-29	-247	-292	-161	<b>-723</b>
2013	48	-14	-131	-157	-54	<b>-309</b>
2014	93	10	115	141	60	<b>419</b>
2015	123	14	73	88	77	<b>374</b>
2016	105	-20	-121	-146	-177	<b>-359</b>
2017	77	-15	-99	-121	-245	<b>-403</b>
2018	82	-20	-178	-201	-52	<b>-368</b>
2019	98	-27	-125	-143	-109	<b>-306</b>
2020	22	-33	-187	-205	-106	<b>-508</b>

Tabel 28a. Ændring af forbrugernes udgifter til el excl. afgifter med Skagerrak3 i forhold til basisfremskrivningen. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

I tabel 28b ses ændringen i elproducenternes indtjening. Negative tal betyder, at producenterne taber penge. Det generelle billede er, at de nordiske elproducenter taber penge, men at de tjener penge i Eltra.

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2009	103	-12	-75	-87	-67	<b>-138</b>
2010	50	12	60	79	39	<b>239</b>
2011	48	-10	-94	-102	-75	<b>-233</b>
2012	26	-31	-244	-281	-150	<b>-679</b>
2013	72	-21	-135	-153	-33	<b>-270</b>
2014	109	10	113	141	45	<b>417</b>
2015	160	1	74	83	58	<b>376</b>
2016	124	-27	-86	-145	-173	<b>-308</b>
2017	100	-27	-97	-172	-208	<b>-404</b>
2018	126	-29	-181	-212	-38	<b>-333</b>
2019	150	-16	-161	-200	-85	<b>-312</b>
2020	72	-38	-207	-196	-97	<b>-467</b>

Tabel 28b. Ændring af producenternes indtjening med Skagerrak3 i forhold til basisfremskrivningen. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

I tabel 28c ses summen af forbrugernes og producenternes fortjeneste (driftsnyttten). Det ses, at Skagerrak3 har en positiv driftsnytte, der i størrelse varierer en del fra år til år. Driftsnyttten af Skagerrak3 på i gennemsnit 20 mio. kr. pr. år er mindre end for SBF. Hovedforklaringen er formentlig, at der i forvejen er en Skagerrak-forbindelse, mens der ikke i forvejen er forbindelse over Storebælt. Det understreges, at der er stokastisk ”støj” i beregningerne. Dette betyder, at variationerne fra år til år delvist skyldes ”støj”. Middelværdien over perioden er statistisk mere ”sikker”.

År	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2009	30	-3	-1	1	-12	<b>15</b>
2010	12	0	0	10	-15	<b>6</b>
2011	25	2	4	5	-7	<b>29</b>
2012	19	-2	3	11	12	<b>44</b>
2013	24	-8	-4	4	22	<b>39</b>
2014	16	0	-2	-1	-15	<b>-1</b>
2015	37	-13	1	-5	-19	<b>1</b>
2016	19	-7	35	1	4	<b>51</b>
2017	22	-12	3	-51	38	<b>-1</b>
2018	44	-8	-3	-12	14	<b>35</b>
2019	52	11	-36	-57	24	<b>-6</b>
2020	50	-5	-20	9	8	<b>42</b>
Middel	27	-4	-1	-6	4	<b>20</b>

Tabel 28c. Samlet driftsnytte (konsumentoverskud + producentoverskud) med Skagerrak3 i forhold til basisfremskrivningen. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

I tabel 28d ses de øvrige samfundsøkonomiske virkninger, opgjort på samme måde som for SBF. Disse ekstra virkninger ophæver stort set hinanden.

År	SO <sub>2</sub> - afgift	Eltilskud	Affalds- afgift	Brændsels- afgift	Forsynings- sikkerhed	SO <sub>2</sub> skadesomk	NO <sub>x</sub> skadesomk	Ialt
	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr
2008	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
2009	0	-2	0	-2	0	-2	-15	<b>-20</b>
2010	0	-1	1	-1	0	-1	-2	<b>-4</b>
2011	-2	-1	0	-1	0	11	-3	<b>3</b>
2012	-2	0	0	0	0	11	-3	<b>7</b>
2013	-3	-2	-2	-2	0	18	-3	<b>7</b>
2014	2	-1	0	-2	0	-11	-4	<b>-16</b>
2015	0	-3	2	-3	0	-1	-5	<b>-9</b>
2016	-5	-4	2	-4	3	33	-4	<b>21</b>
2017	1	-3	-2	-3	10	-7	-3	<b>-5</b>
2018	0	-3	0	-3	1	-1	-2	<b>-7</b>
2019	-1	-4	0	-4	30	7	-8	<b>21</b>
2020	-1	-5	-2	-6	-2	8	2	<b>-5</b>
Middel	-1	-2	0	-2	3	5	-4	<b>-1</b>

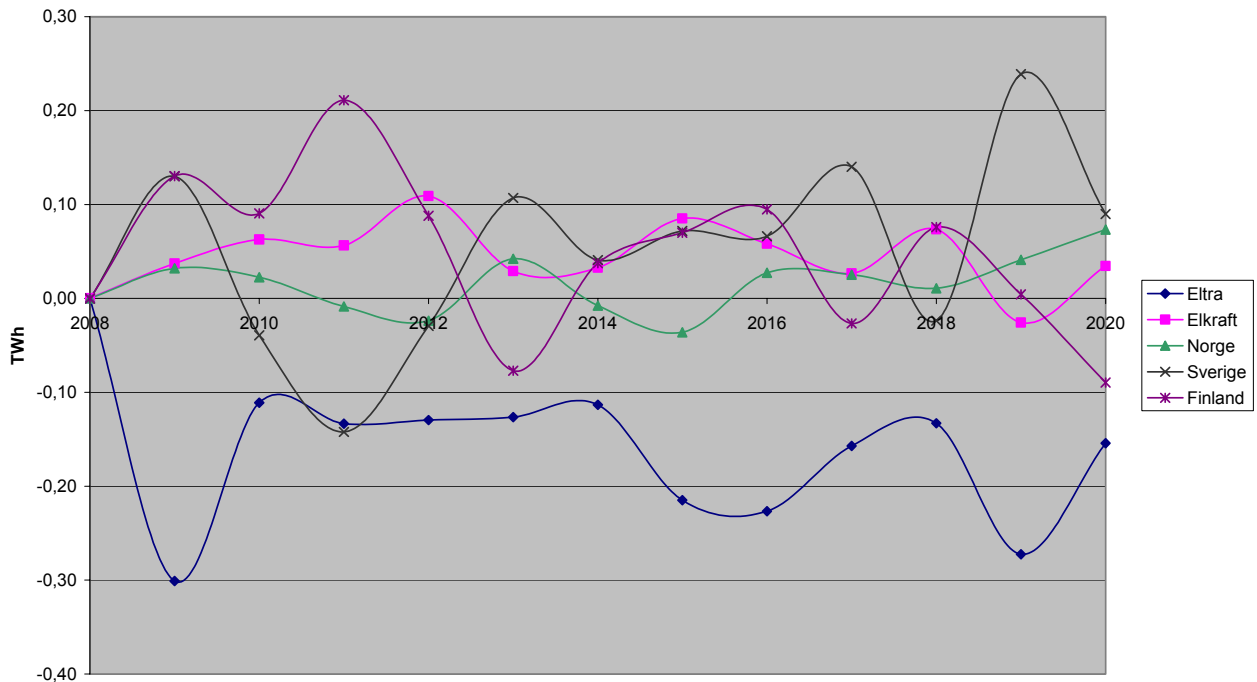
Tabel 28d. Øvrige samfundsøkonomiske virkninger af Skagerrak3. Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår. Bidraget fra forsyningssikkerhed forudsætter kontrollerede afbrydelsder af elforsyningen.

Skagerrak3 koster omkring 2060 mio. kr. i investeringer. Med 6% rente og 30 års levetid giver dette udgifter til forrentning og afskrivning på ca. 150 mio. kr. pr. år. Hertil skal lægges driftsomkostninger. Det antages, at Danmark i givet fald vil skulle finansiere halvdelen heraf. Det fremgår af tabellen, at den gennemsnitlige driftnytte på 20-1 mio. kr. pr. år. ikke kan tjene forbindelsen hjem - men dog giver et betydeligt bidrag. Størsteparten af driftsnyttens ligger i Danmark.

Til sammenligning beregner Elkraft v.h.a. Balmorel en driftsnytte på 12 mio. kr. i 2015 i et normalår. I ref. 94 har Eltra og Elkraft beregnet driftsnyttens til 23 mio. kr. i 2010.

I figur 40 ses ændringerne i eludvekslingerne med Skagerrak 3. Det overordnede billede er, at Eltra eksporterer lidt mere, og de øvrige områder importerer lidt mere.

Ændring af nettoimport med Skagerrak3



Figur 40. Ændringer i netto-eludvekslingen med Skagerrak3 i forhold til basisfremskrivningen (positive tal = mere import eller mindre eksport). Beregningen er udført med stokastiske havarier for normalår.

Beregninger foretaget på Balmorel viser, at driftsnyttens i tørår er væsentligt højere end driftsnyttens i normalår. Se ref. 95. I gennemsnit øger dette driftsnyttens af Skagerrak3 med i størrelsesordenen 40 mio. kr. årligt.

Spørgsmålet om en ekstra forbindelse over Skagerrak drøftes p.t. mellem Eltra og Stattnett.

Samlet kan med forsigtighed konkluderes følgende om økonomien i SBF og Skagerrak3:

- Driftsnyttens opgøres til 45 hhv. 20 mio. kr. pr. år i normalår. Dette kan kun betale halvdelen af investeringen i SBF og en mindre del af investeringen i Skagerrak 3.
- Øvrige samfundsøkonomiske gevinster er små. Dog kan muligheden for, at forbindelserne med en vis hyppighed kan forhindre store eller totale afbrud af elforsyningen i et område give væsentlige økonomiske bidrag (ikke værdisat).
- Eksistensen af tørår og vådår forbedrer økonomien i begge forbindelser (opgjort af Elkraft til omkring 25 mio. kr. pr. år for SBF og 40 mio. kr. pr. år for Skagerrak3).
- Begge forbindelser vil kunne forbedre markedsfunktionen (reducere markedsmagt m.m.). Dette vil kunne give et positivt økonomisk bidrag (ikke værdisat).
- Samspillet med det tyske marked kan muligvis give en ekstra positiv værdi til forbindelserne (ikke værdisat).

Det må antages, at den økonomiske værdi af både SBF og Skagerrak3 bliver mindre end beregnet ovenfor, såfremt den anden forbindelse allerede er etableret.

### 3.4 Analyser vedrørende forbrugssiden.

#### Fleksibelt elforbrug.

Som omtalt i Del 1 er der et potentiale for etablering af fleksible elforbrug i Danmark på 500-660 MW. Potentialet i Norden er væsentligt højere (omkring 12.000 MW).

For at analysere konsekvenserne af øget fleksibelt elforbrug i Danmark er der foretaget en beregning<sup>58</sup> med etablering af 100 MW fleksibelt forbrug i Eltra 2008. Det antages, at dette forbrug udkobler ved elpriser over 35 øre/kWh, og at 90% af det afkoblede forbrug genindkobles senere ved elpriser under 35 øre/kWh. Elsystemet er herudover uændret.

Det fleksible elforbrug har flere virkninger:

- Prisspidser ”udglattes”.
- Den samlede gennemsnitlige elpris falder.
- Forsyningsikkerheden forbedres.
- Den fleksible elforbruger optjener et provenu.

I figur 41 ses ændringen i elproduktionen som følge af det ekstra fleksible elforbrug. Der er stort set ingen effekt i 2008, fordi elprisen kun sjældent kommer over 35 øre/kWh. Effekten er væsentligt tydeligere i 2015. Modtryksproduktionen stiger, og kondensproduktionen falder. Dette hænger sammen med, at eloverløbet reduceres. Flytningen af elforbruget medfører, at der bliver mere plads til at aftage kraftvarmebaseret el i Danmark.

Elprisen falder samlet 0,4-0,8 øre/kWh i 2015. Faldet er størst i Eltra. Det fleksible elforbrug optjener et provenu på ca. 20 mio. kr. i 2015 (og stort set intet i 2008). Provenuet skal holdes op mod omkostningerne ved at etablere og drive det fleksible elforbrug. Disse omkostninger er ikke vurderet.

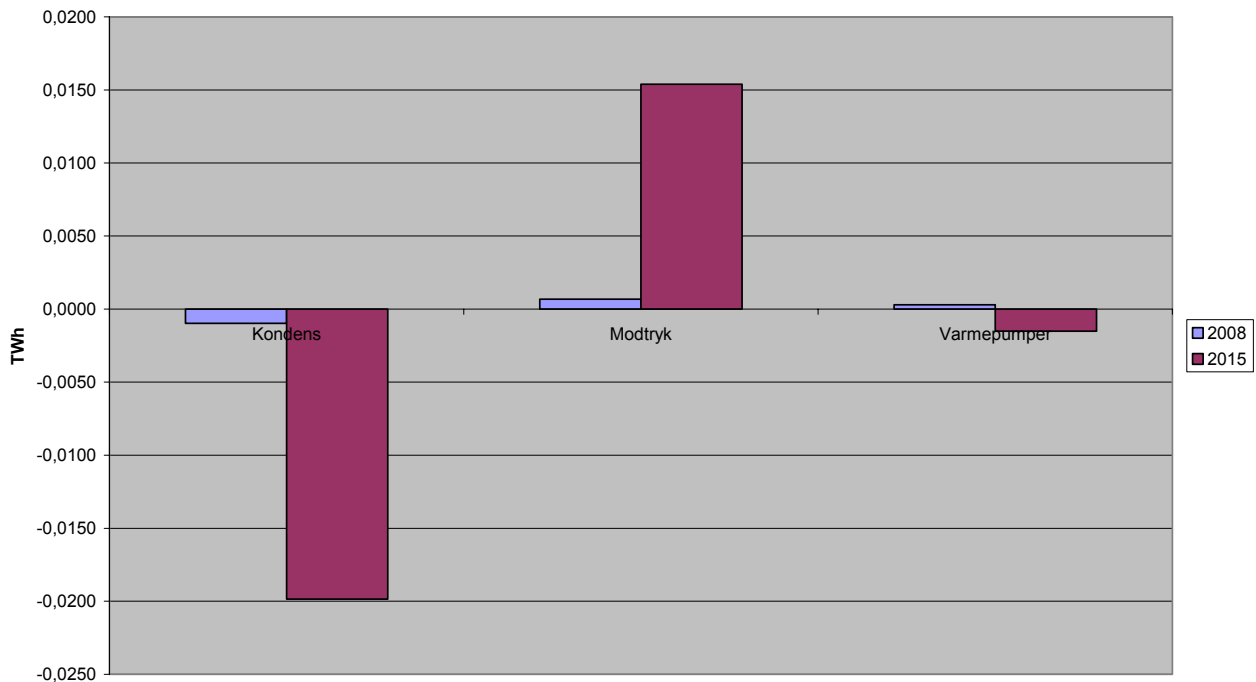
Virksomheden for forsyningsikkerheden af fleksibelt elforbrug er ikke beregnet. Det antages, at den vil være sammenlignelig med virkningen af at bygge et elproducerende anlæg på 100 MW.

Beregningerne antyder endvidere, at afbrudsprisen evt. bør justeres år for år, hvis indtjeningen fra det afbrydelige forbrug skal optimeres. Eksempelvis giver en afbrudspris på 35 øre/kWh ingen økonomisk gevinst i 2008. Gevinsten ville formentlig være større med en lavere afbrudspris.

---

<sup>58</sup> Beregningen er gennemført i forhold til en tidligere version af basisfremskrivningen fra marts 2005.

Ændring i elproduktion ved 100 MW ekstra fleksibelt elforbrug



Figur 41. Ændringen i elproduktionen i 2008 og 2015 som følge af 100 MW ekstra fleksibelt elforbrug i Eltra. Afbrudspris: 35 øre/kWh.

#### Øget anvendelse af varmepumper i centrale kraftvarmeområder.

En særlig type fleksibelt elforbrug er (eldrevne) varmepumper. Der er gennemregnet et eksempel med en stor eldrevet varmepumpe (200 MW varme) idriftsat i Århus 2015<sup>59</sup>. Konsekvenserne for brændselsforbrug, miljø m.m. af varmepumper er meget afhængige af, hvor varmepumpen sættes ind og hvad den erstatter. Det er her valgt at se på en varmepumpe i et centralt kraftvarmeområde, da det er her det store potentiale ligger.

Varmepumpen antages at have en effektfaktor på 3½. Varmepumpen beregnes at producere 1,29 TWh varme i 2015. Denne varme fortrænger 1,13 TWh fra kraftvarmeværkerne i Århus og 0,13 TWh varme fra spidslastkedler. Som følge heraf øges kondensproduktionen. Brændselsanvendelsen i Danmark er stort set uændret men stiger 0,59 TWh på nordisk plan. CO<sub>2</sub>-udledningen øges en smule i Danmark (ca. 10.000 tons) og en del i Norden (ca. 200.000 tons). Varmepumpen optjener ikke et nettoprodukt, som kan retfærdiggøre investeringen. Beregningen er kun foretaget med henblik på at undersøge konsekvenserne for systemets drift.

#### Marginal elbesparelse.

Der er foretaget en beregning på en marginal elbesparelse på 0,1 TWh af værk i både Eltra og Elkraft. Beregningen er foretaget "alt andet lige" dvs. med samme produktionssystem, samme brændselspriser m.v.

Figur 42a viser ændringen i den danske elproduktion. Det ses, at elbesparelsen medfører en reduktion af kondensproduktionen i Danmark med knap halvdelen af elbesparelsens størrelse. Den

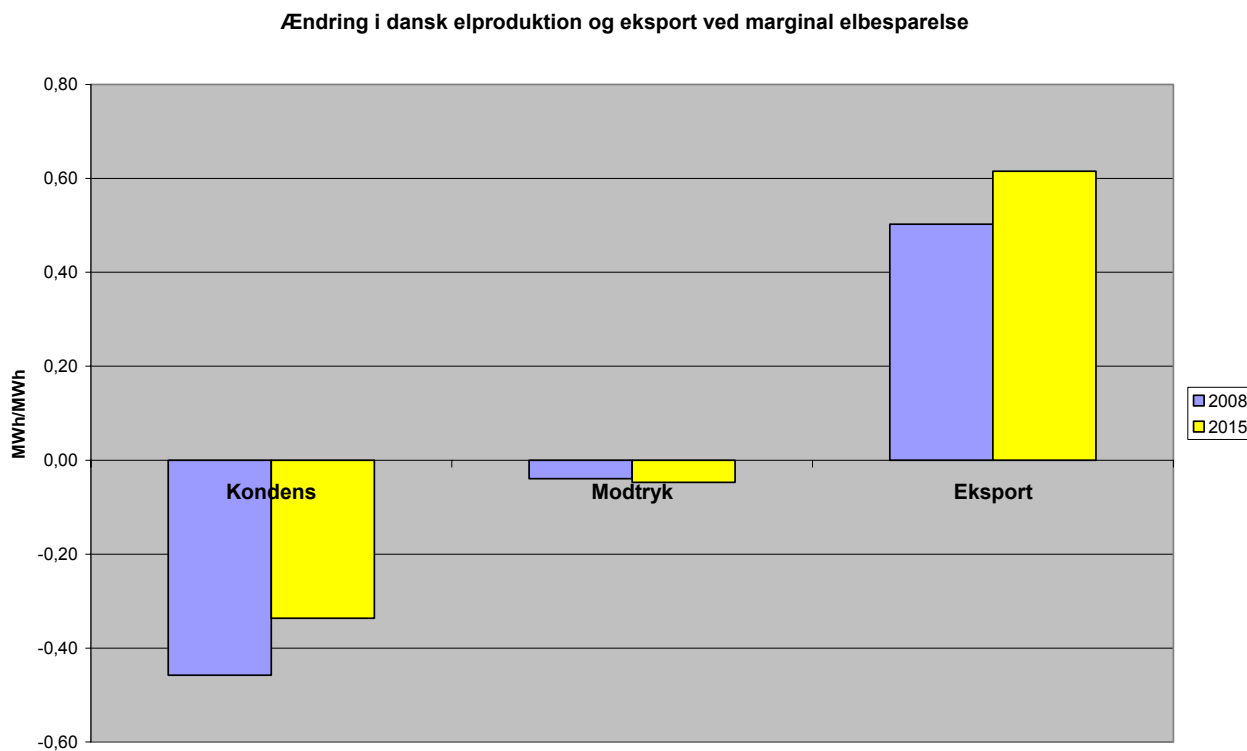
<sup>59</sup> Beregningen er foretaget i forhold til en tidligere variant af basisfremskrivningen (marts 2005).

anden halvdel bliver til øget eksport. Modtryksproduktionen (kraftvarmeproduktionen) reduceres en anelse ved elbesparelsen. Dette antages at skyldes netbegrænsninger ("kritisk eloverløb"). Elprisen falder 0,01-0,07 øre/kWh i Danmark. Faldet er størst i 2015

Figur 42b viser brændselsbesparelsen i Danmark. Det ses, at den overvejende del af besparelsen sker i kulforbruget. Der er herudover en lille reduktion af olie-, gas- og biomasseforbruget, mens affaldsforbruget ikke ændrer sig.

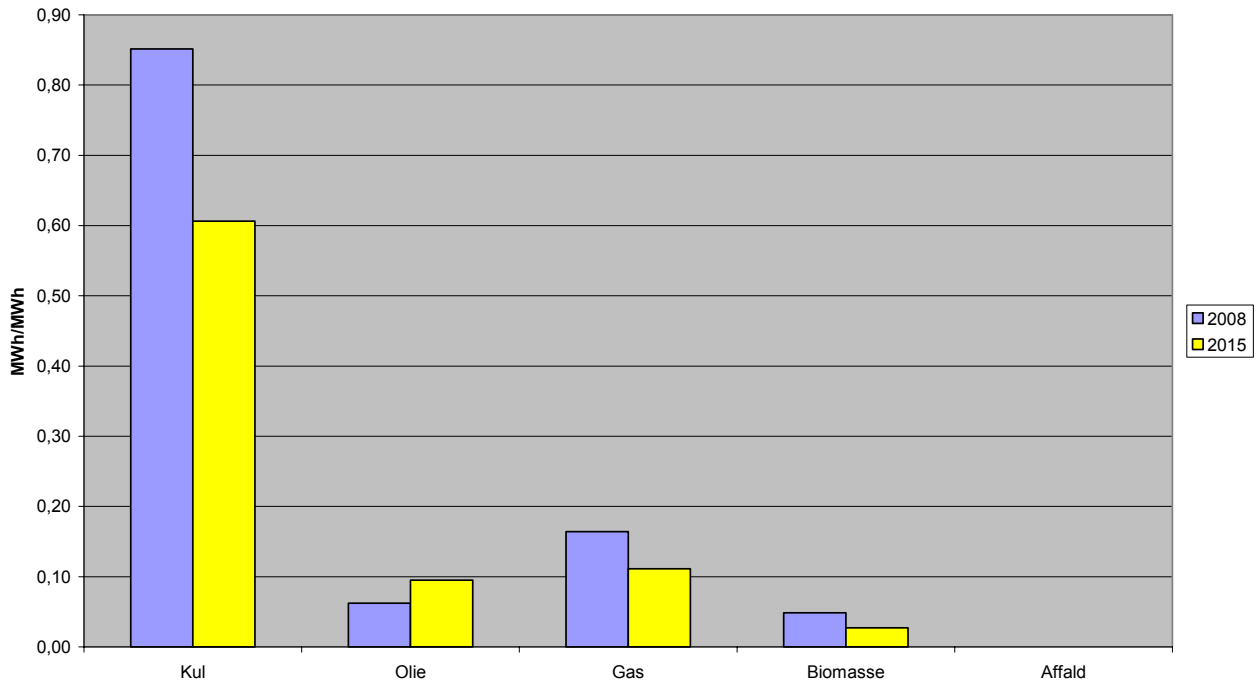
Figur 42c viser reduktionen af de danske emissioner af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-reduktionen reduceres med omkring 300 kg/MWh, hvilket er væsentligt lavere end den marginale udledning fra det marginale kulværk. Forklaringen er, at lidt over halvdelen af CO<sub>2</sub>-reduktionen finder sted i udlandet, fordi eksporten øges. Emissionsreduktionerne bliver lavere i 2015 end i 2008, fordi det danske elsystem generelt har lavere emissioner på længere sigt.

Det understreges, at denne beregning er foretaget "alt andet lige", dvs. elbesparelsen udnyttes f.eks. ikke til at reducere udbygningen med produktionskapacitet.



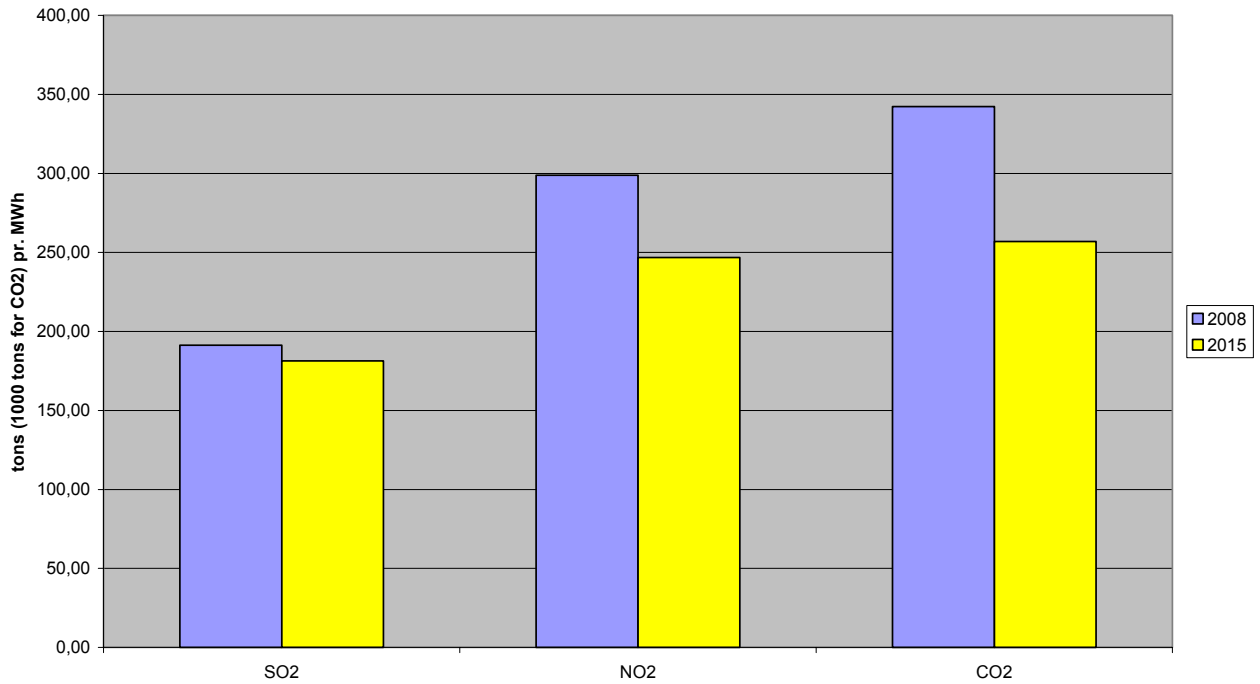
Figur 42a. Ændringen i dansk elproduktion ved en marginal elbesparelse i Danmark.

### Brændselsbesparelser i DK ved marginal elbesparelse



Figur 42b. Besparelse i dansk brændselsforbrug ved en marginal elbesparelse i Danmark.

### Emissionsreduktioner i DK ved marginal elbesparelse



Figur 42c. Reduktion i danske emissioner ved marginal elbesparelse i Danmark.



## Bilag A. Udbudskurve.

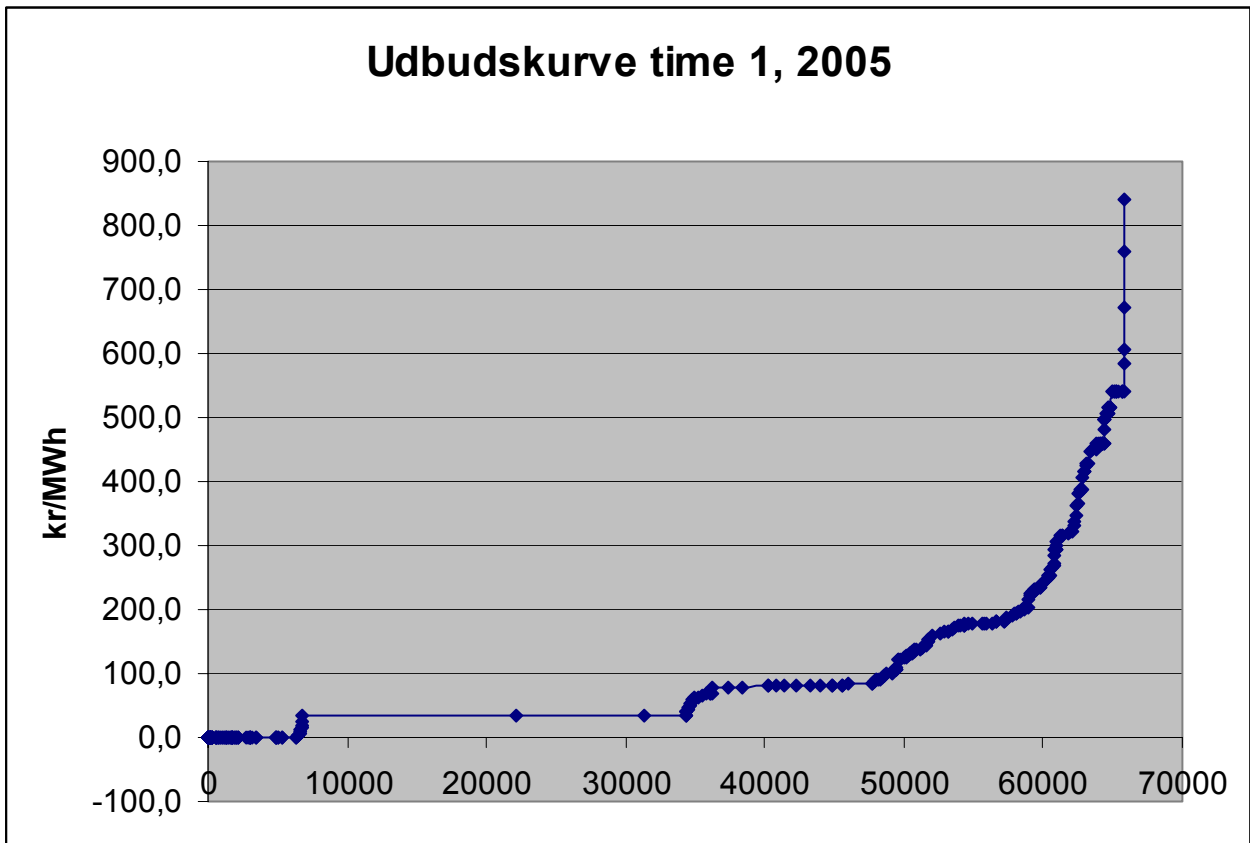
I figur 43 ses et eksempel på en beregnet udbudskurve for kapaciteten på Nordpool. Den illustrerer, hvor meget elkapacitet der udbydes i den første time af 2005 til forskellige priser. Ramses<sup>6</sup> beregner en sådan udbudskurve i hvert tidsskridt.

Forklaring:

- De første ca. 6400 MW består af bud fra anlæg på faste afregningspriser (mindre decentrale værker, visse vindmøller), industriel kraftvarme, anlæg med negative produktionsomkostninger (kraftvarme på affald m.m.) og import fra Rusland. Disse bidrag antages at byde ind til prisen nul.
- Herefter kommer ca. 300 MW kraftvarmeanlæg på markedsvilkår, men med meget lave produktionsomkostninger.
- Dernæst kommer ca. 27.000 MW vandkraft<sup>60</sup> med produktionsomkostninger på 3½ øre/kWh. Dette bringer udbuddet op på ca. 34.000 MW.
- Herefter kommer knap 2000 MW fra billige kraftvarmeværker med produktionsomkostninger på 5-8 øre/kWh.
- Herefter kommer ca. 12.000 MW overvejende kernekraft.
- Fra ca. 48.000 MW og op til godt 58.000 MW kommer en række fossile anlæg med/uden kraftvarme og en produktionspris under 200 kr/MWh.
- Fra 58.000 MW til 61.000 MW ligger anlæg med produktionsomkostninger mellem 200 og 300 kr/MWh.
- De resterende ca. 5000 MW har produktionsomkostninger over 300 kr/MWh. De sidste meget dyre anlæg (med meget få MW) er f.eks. dieselmaskiner og visse gasturbiner.
- Det samlede elforbrug i den aktuelle time er ca. 54.000 MW, hvilket resulterer i en elpris (systempris) omkring 180 kr/MWh (18 øre/kWh).

---

<sup>60</sup> Vandkraftværkerne udbyder med den anvendte model ikke hele deres effekt til den lave pris.



Figur 43. Beregnet udbudskurve for eleffekt i Norden time 1, 2005. [Beregnet 261004]

## Bilag B. Referencer.

1. Systemplan. Datagrundlag. Eltra 2004.
2. Systemplan. Datagrundlag. Elkraft 2004.
3. Elsams offentliggjorte datagrundlag fra tidligere udbygningsplaner.
4. Nordel. Årsberetning og statistik 2003, 2002, 2001, 2000, 1999 og 1998.
5. Årsberetning 2003 fra STEM, Sverige.
6. EuroHeat&Power [www.euroheat.org](http://www.euroheat.org).
7. Svenska Kraftnät [www.svk.se](http://www.svk.se).
8. Thomas C Jensen. Notat om IEA-brændselspriser 10. juni 2004.
9. Energiproducenttællingen 1998-2003. Energistyrelsen.
10. Vindmøller i planlægningen. BFS, Eltra, 28. juni 2004.
11. Afregning af vindmøller. Henrik Lawaetz, Energistyrelsen. 27. oktober 2003.
12. Afregning fra elproducerende anlæg. Energistyrelsen 7. juni 2004 (udkast).
13. Biogasprognose. Søren Tafdrup, Energistyrelsen. 15. juni 2004.
14. EMMA-fremskrivning 8. juli 2004. Thomas C Jensen, Energistyrelsen.
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, CO<sub>2</sub> and Price Policies and Measures in EU Countries and Norway in 2001. 16. april 2002.
24. Norsk Fjernvarmeforening. [www.xxx.no](http://www.xxx.no).
25. Från kol på wanderrost till biobrändsle på fluidbedd. Bioenergi no. 6, 2003.
26. Elproduktion från biobrändsle. DESS 25. november 2002. Bilag 2: Anlægningsregister.
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 Mrrket 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](http://www.Eltra.dk).
44. [www.Elkraft.dk](http://www.Elkraft.dk).
45. Fjernvarmeforeningen i Norge. [www.fjernvarmeforeningen.org](http://www.fjernvarmeforeningen.org).
46. Fjernvarmeforeningen i Sverige.
47. Fjernvarmeforeningen i Finland.
48. SO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub> indberetninger fra E2 og Elsam.
49. Electricity Generation Costs (IEA/NEA).
50. Statens Kärnkraft Inspektion. [www.ski.se](http://www.ski.se)
51. Selvitys sähköön tuontimahdollisuuksista 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. Prognose for vindmølleudbygningen. Henrik Lawaetz, Energistyrelsen 23. juni 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](http://www.skatteverket.se)
61. [http://www.eva.ac.at/opet/bioboiler/fin\\_cp.htm](http://www.eva.ac.at/opet/bioboiler/fin_cp.htm)
62. <http://www.nordvarme.org/>
63. Personlig kommunikation, Elsam A/S.
64. Model af ny AMV1. CHA, Elkraft, 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. Projected Costs of Generating Electricity. 1998-update. NEA/IEA.
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 CO<sub>2</sub>-kvoter fra Finland. Marts 2004.
75. Ramses 6.0. Sigurd Lauge Pedersen, Energistyrelsen 19. august 2004.
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. Produktionsomkostninger for el- og varmeproduktionsteknologier. Foreløbig udgave. Marianne Nielsen, Energistyrelsen 1. oktober 2004.

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 forsyningsikkerhed. 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 forsyningsvigt. Cowi for Energistyrelsen 2004.
87. Energistyrelsens (SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-) kvoteafgørelse af 15. juni 2004.
88. Direktiv om Store Fyringsanlæg.
89. Bekendtgørelse 720.
90. Langsigtede CO<sub>2</sub>-priser. ECON 2004.
91. "Emission factors, stationary combustion for the year 2002" fra [www.dmu.dk](http://www.dmu.dk).
92. Prognoser över utslip av växthusgaser. Kontrollstation 2004, delrapport 1. Energimyndigheten och Naturvårdsvärket 2004.
93. Forslag til folketingsbeslutning om en langsigtet strategi for udbygning af den vedvarende energi og et ansvarligt dansk bidrag til løsning af de globale klimaproblemer. Fremsat den 24. december 2004. [www.socialdemokratiet.dk](http://www.socialdemokratiet.dk)
94. Redegørelse om økonomien i en Storebæltsforbindelse, Elkraft System og Eltra, 19. januar 2004
95. Teknisk/økonomiske analyser. Eltra/Elkraft 17. december 2004. Udkast til infrastrukturrapport.
96. Översyn av elcertifikatsystemet. STEM 2004.
97. Ny Teknik 25. august 2004. <http://www.nyteknik.se/art/35756>
98. Ny Teknik 22. juni 2004. <http://www.nyteknik.se/art/35488>
99. <http://www.ringhals.se/index.asp?ItemId=1446&OItemID=>
100. Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Statistiks Sentralbyrå 2003/11.