

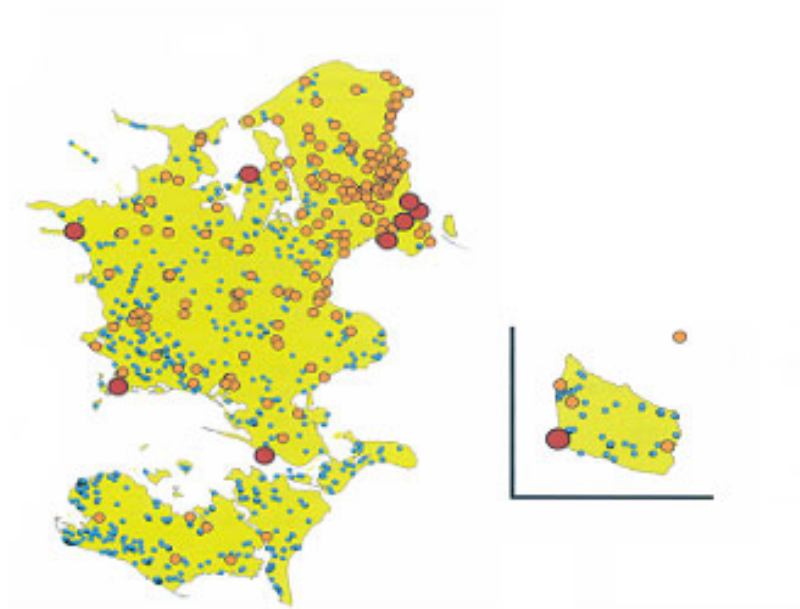
Miljøberetning 2002

Miljøberetning 2002
Udgivet af Elkraft System
Oplag: 1000
Rapporten kan fås ved henvendelse til:
Elkraft System
Lautruphøj 7
2750 Ballerup
Telefon: 4487 3200
Den kan også downloades på
www.elkraftsystem.dk
ISBN 1600-3179
Juni 2002

Rammer

Lovgivningsmæssige rammer

Ifølge lov om elforsyning skal Elkraft System fremsende en årlig miljøberetning til økonomi- og erhvervsministeren, hvor der redegøres for udviklingen i de væsentligste miljøforhold for el- og kraftvarmeproduktion inden for det samlede østdanske elforsyningsystem.



- Centrale værker
- Øvrige værker
- Vindmøller

Af bemærkningerne til loven fremgår det, at redegørelsen skal indeholde en status for det foregående år samt en prognose for de efterfølgende 10 år.

Opgavebrev

Ifølge Energistyrelsens opgavebreve fra den 3. april 2002 skal miljøberetningen redegøre for den samlede udledning af CO₂, metan (CH₄) og lattergas (N₂O) samt SO₂ og NO_x. Hertil kommer oplysninger om produktion og bortskaffelse af væsentlige affaldsprodukter.

CO₂-redegørelse

Det fremgår også, at miljøberetningen skal indeholde en samlet indberetning til opfyldelse af elværkernes indberetningskrav vedrørende lov om CO₂-kvoter for elproduktion som beskrevet i lov om CO₂-kvoter for elproduktion.

Indhold

1.	Miljøpåvirkninger fra 1990 til 2012	7
1.1	Forudsætninger	7
1.2	Udveksling af el (import og eksport)	10
1.3	Elforbrug og elproduktion	10
1.4	Varmeproduktion til kraftvarmeforsynet fjernvarme	11
1.5	Udvikling i bunden og regulerbar elproduktion	12
1.6	Systemets totalvirkningsgrad	13
1.7	Brændselsforbrug	14
1.8	Drivhusgasser	16
1.9	Udledning af CO ₂	16
1.10	Udledning af CO	18
1.11	Udledning af metan	18
1.12	Udledning af lattergas	19
1.13	Drivhusgasser som CO ₂ -ækvivalanter	19
1.14	SO ₂ og NO _x	21
1.15	Udledning af SO ₂	21
1.16	Udledning af NO _x	24
1.17	NMVOC	27
1.18	Restprodukter	28
2.	CO₂-redegørelse for elproduktion	31
3.	Miljødeklarationer	35
3.1	Miljødeklarationer for år 2001	35
3.2	Prognoser for miljødeklarationer	38
4.	Transmissionssystemets miljøpåvirkning	39
4.1	Oversigt over transmissionsnettet	39
4.2	Eltransmissionsnettets rolle	41
4.3	Miljøpåvirkninger fra transmissionsnettet	41
4.4	Øvrige miljøforhold ved højspændingsudstyr	42
4.5	Landskabspåvirkninger	43
4.6	Elektriske/magnetiske felter	44
4.7	Udbygninger i transmissionsnettet	45

1. Miljøpåvirkninger fra 1990 til 2012

I dette kapitel sammenstilles miljøpåvirkninger i perioden fra 1990 til 2001 med prognoser for miljøpåvirkningen frem til 2012. Miljøpåvirkningen er opgjort for el- og kraftvarmesektoren inkl. varmespidslast i de centrale og decentrale kraftvarmeområder.

Der redegøres for udviklingen i udveksling af el, elforbrug og -produktion, kraftvarmeproduktion, brændselsforbrug, CO₂-, metan-, lattergas-, SO₂- og NO_x-emissioner samt produktion og håndtering af restprodukter. Drivhusgasserne er endvidere vist som CO₂-ækvivalenter. Som noget nyt er også kulmonoxid (CO) og NMVOC (flygtige organiske forbindelser) medtaget.

1.1 Forudsætninger

Emissioner

Emissionerne af SO₂ og NO_x er enten målte værdier eller beregnet på basis af emissionsfaktorer. For CO₂, CO, metan og lattergas og NMVOC er Risø's emissionsfaktorer anvendt, og for de små anlæg gælder dette også for SO₂ og NO_x. De anvendte emissionsfaktorer er vist i bilag 1.

Historiske data

Miljøpåvirkningerne for perioden 1990 til 2001 bygger overvejende på indberettede data fra el- og kraftvarmeanlæggene. I år gælder dette også de elproducerende affaldsforbrændingsanlæg. Tidligere var disse beregnede. For en række små anlæg, som ikke indberetter miljødata, tages der udgangspunkt i den realiserede elproduktion i 2001. Varmeproduktion, brændselsforbrug og emissioner for 2001 estimeres på baggrund af den realiserede elproduktion og energiproducenttællingen¹ for 2000.

Prognoser

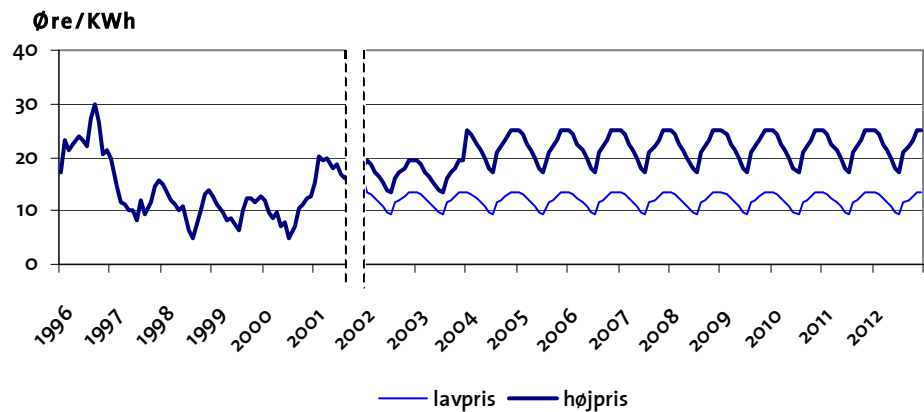
Som grundlag for prognosen for miljøpåvirkningerne frem til 2012 er der opstillet to forløb med henholdsvis lave og høje priser på elmarkedet. Disse to prisforløb er et muligt spænd for udviklingen i elmarkedsprisen frem til 2012 under forudsætning af normale klima- og nedbørsforhold.

År	2002	2003	2004	2012	
Gennemsnitspris	12	12	12	12	Lavpris
øre/kWh	17	17	22	22	Højpris

I figur 1.0 er prisforløbene vist på månedsbasis sammen med de seneste års faktiske priser på den nordiske elbørs.

¹ Energiproducenttællingen er Energistyrelsens årlige indberetning fra alle energiproducerende anlæg.

Figur 1.o Udvikling i elmarkedspris



Der er endvidere anvendt en række forudsætninger, herunder el- og varmeprogner, udbygningsplaner samt brændselspriser. Forudsætningerne er bl.a. baseret på net- og varmeselskabernes egne forventninger, produktionsselskabernes beslutninger samt vurderinger af fremtidige muligheder. De nævnte forudsætninger har alle betydning for brændselsanvendelsen og dermed miljøpåvirkningerne.

Forudsætninger på produktionssiden

Ved fastlæggelse af forudsætningerne på produktionssiden, er der foretaget en vurdering af, om der kan komme nye anlæg i drift, og hvilke anlæg der evt. ophører med at producere. Den samlede anlægskapacitet er afstemt med, at der i hele perioden skal være en positiv effektbalance, således at forsyningssikkerheden kan opretholdes, også i den koldeste time.

EU's direktiv om store fyringsanlæg trådte i kraft i oktober 2001. Direktivet er endnu ikke implementeret i den danske lovgivning, hvilket forventes at ske inden november 2002. Direktivet omfatter emissionsgrænseværdier for alle større anlæg. Det er forudsat, at anlæg der er omfattet af direktivet senest i 2008 overholder direktivets emissionskrav vedrørende SO_2 og NO_x .

Centrale værker og havvindmøller

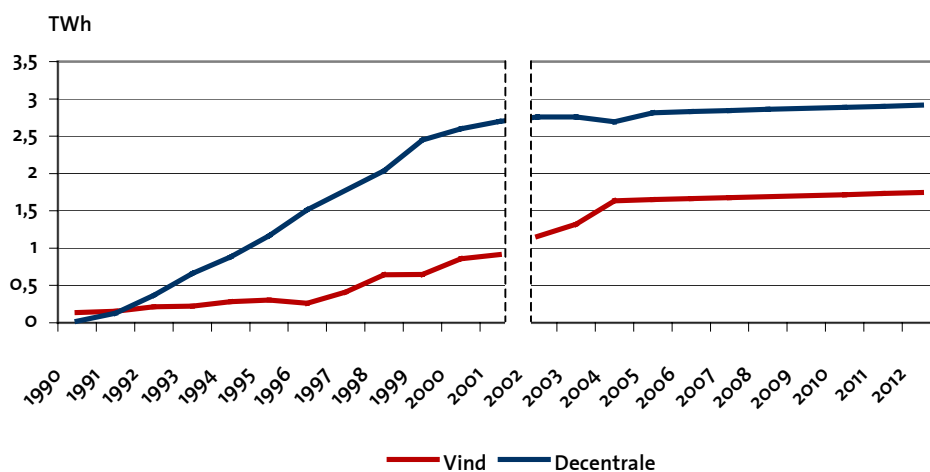
Nedenfor beskrives beregningsforudsætningerne på produktionssiden. Bortset fra havmølleparken ved Rødsand er der ikke tale om truffne beslutninger.

År	Tilgang/ombygning	Afgang
2002		Asnæsværkets blok 4 tages ud af drift.
2003	Havmøllepark ved Rødsand. Halmfyring på Amagerværkets blok 2. Træpillefyring på Avedøreværkets blok 2.	Asnæsværkets blok 3 tages ud af drift. Næstved kraftvarmeværk tages ud af drift.
2004	DeNOx-anlæg på Asnæsværkets blok 5. Asnæsværkets blok 4 genindsættes i drift.	Amagerværkets blok 1 tages ud af drift.
2008	Stignæsværkets blok 1 og 2 og Asnæsværkets blok 4 overholder kravene i direktivet om store fyringsanlæg	

Der forudsættes etableret et DeNOx-anlæg på Asnæsværkets blok 5 i 2004, og anlægget er derfor ikke regnet i drift i et halvt år i 2004. Asnæsværkets blok 4 er forudsat i drift, mens Asnæs 5 ombygges. Asnæsværkets blok 4 er herefter forudsat i drift fremover. Endelig er det beregningsmæssigt forudsat, at alle anlæg lever op til emissionsgrænseværdierne i direktivet om store fyringsanlæg.

Decentral produktion

Figur 1.1: Vind og decentral produktion



Der er ikke forudsat nogen væsentlig vindkraftudbygning efter etableringen af Rødsand havmøllepark i 2003. Den decentrale kraftvarmekapacitet falder lidt i 2003, idet Næstved kraftvarmeværk forudsættes lukket. Derefter er der forudsat en mindre udbygning.

CO₂-kvote

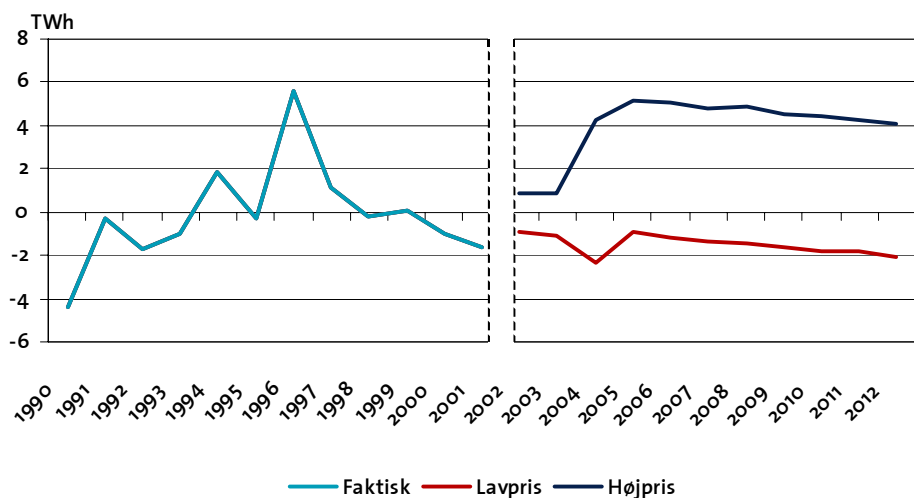
Der er taget hensyn til afgifter og kvoter, herunder CO₂kvote-loven, der gælder frem til 2003, og som pålægger elproducenter at betale en afgift på 40 kr./ton CO₂, såfremt CO₂-emissionen fra elproduktionen overskrider kvoten. Fra 2004 og frem er der beregningsmæssigt forudsat samme kvote og afgift, som er gældende i 2003.

1.2 Udveksling af el (import og eksport)

Udvekslingen af el med Sverige og Tyskland varierer fra år til år. Variationen er bl.a. afhængig af den producerede mængde vandkraft og derfor af nedbørsmængden i løbet af året. Den høje eksport i 1996 skyldtes tørår med lav vandkraftproduktion og dermed høj termisk produktion i bl.a. Østdanmark. I 2001 var der en nettoimport på ca. 1,6 TWh. 2001 var nedbørsmæssigt et lidt mere vådt år end et normalår.

Udvekslingen af el fremover er meget forskellig i lav- og højprisforløbet.

Figur 1.2 Nettoudveksling



I lavprisforløbet er der nettoimport på årsbasis i alle år. I højprisforløbet er der en årlig nettoeksport på 4-5 TWh efter 2004, hvor elmarkedsprisen forudsættes at stige.

1.3 Elforbrug og elproduktion

Elforbrug

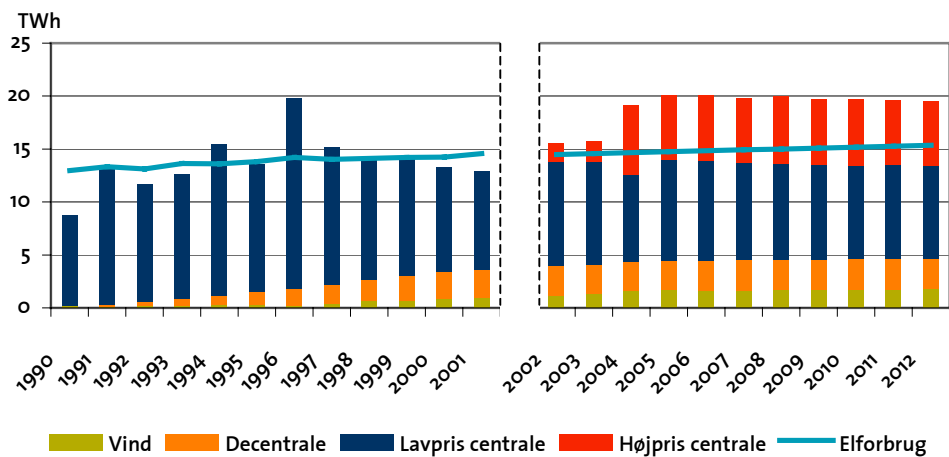
I de senere år har stigningen i elforbruget i Østdanmark været moderat. Fra 1997 til 2001 er elforbruget klimakorrigeret steget med ca. 1 pct. om året. I 2001 var elforbruget 14,6 TWh inklusive tab i nettet. Det er en stigning i det faktiske forbrug på 2,2 pct. i forhold til 2000. Klimakorrigeret er der tale om en stigning

på 0,7 pct. I de kommende år forventes stigningen i elforbruget fortsat at være ca. 1 pct. om året. Denne vurdering af det fremtidige elforbrug tager ikke højde for prisforløbenes påvirkning af forbruget. Elforbruget inklusive tab i nettet forventes at være 15,4 TWh i 2012. I figur 1.3 ses den faktiske udvikling i elforbrug og elproduktion i perioden 1990-2001 og den forventede udvikling til 2012 i henholdsvis lav- og højprisforløbet.

Elproduktion

I 2001 var produktionen 9,3 TWh på centrale anlæg, 2,7 TWh på decentrale anlæg, mens 0,9 TWh blev produceret på vindmøller. Importen var 2,3 TWh og 0,7 TWh blev eksporteret. I lavprisforløbet er elproduktionen på decentrale og centrale anlæg nogenlunde konstant gennem perioden, mens produktionen på centrale kraftværker stiger i højprisforløbet.

Figur 1.3: Elforbrug og elproduktion



Centrale kraftværker er værker placeret på pladser, som myndighederne har defineret som centrale kraftværkspladser.

De centrale værkers andel af elproduktionen faldt fra 74 pct. i 2000 til 72 pct. i 2001, mens de decentrale anlægs andel steg fra 20 pct. til 21 pct. Vindmøllernes andel af elproduktionen steg fra 6 pct. til 7 pct. I lavprisforløbet forventes de centrale værkers andel af elproduktionen at falde fra 71 pct. i 2002 til 61 pct. i 2012, mens vindproduktionens andel stiger fra 8 til 14 pct. I højprisforløbet forventes de centrale værkers andel af elproduktionen at stige fra 75 pct. i 2002 til 76 pct. i 2012, mens vindproduktionens andel forventes at stige fra 7 til 9 pct.

1.4 Varmeproduktion til kraftvarmeforsynede fjernvarmenet

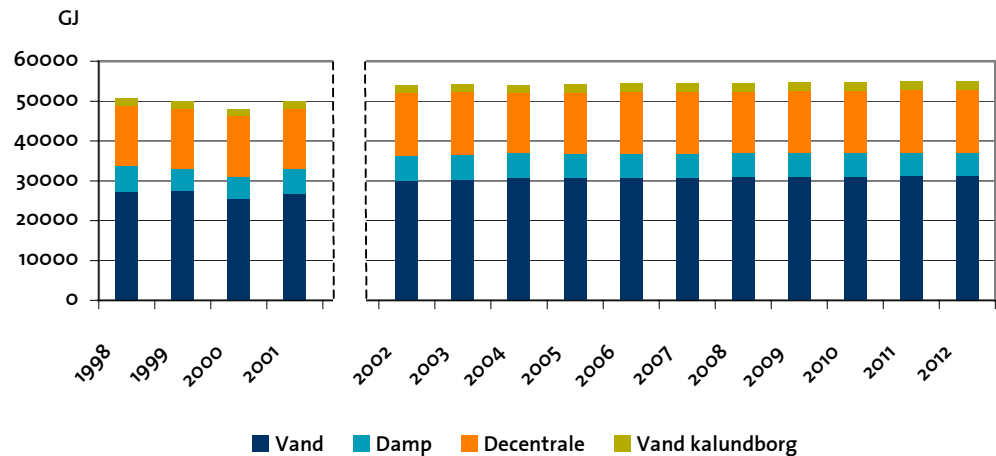
I Østdanmark dækkes ca. 45 pct. af det samlede nettovarmebehov af fjernvarme. Resten dækkes af naturgas, olie, elvarme mv. Omkring 85 pct. af fjernvarmen produceres som kraftvarme.

Produktionen af varme på kraftvarmeværker er mere end fordoblet fra 1990 til 2001.

Fra 2000 til 2001 er den samlede varmeproduktion til kraftvarmeforsynede fjernvarmenet anslået til at være steget fra 47,9 PJ til 50,0 PJ. Varmeproduktionen på de centrale kraftvarmeværker steg med 1,2 PJ fra 2000 til 2001, mens varmeproduktionen på de decentrale anlæg steg med 0,04 PJ. 2000 var et forholdsvis varmt år, mens 2001 var tæt på et normalt år.

Den samlede varmeproduktion på kraftvarmeanlæg, affaldsforbrændingsanlæg og varmespidslastanlæg forventes at stige fra ca. 54 PJ i 2002 til ca. 55 PJ i 2012. Varmeproduktionen er opgjort ud fra det forventede varmebehov, og der er således ikke forskel på den samlede varmeproduktion i lavpris- og højprisforløbet.

Figur 1.4: Kraftvarmeproduktion fordelt på varmeområder



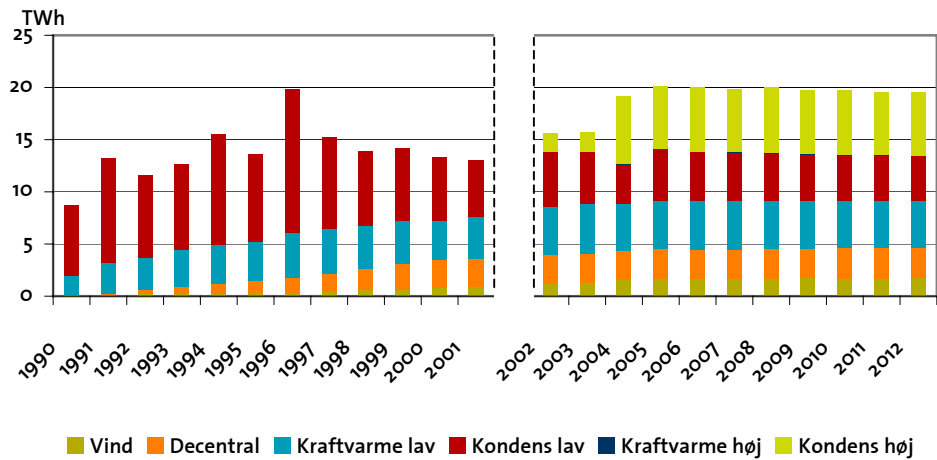
”Decentrale” er en sum af alle øvrige fjernvarmeområder med kraftvarmeanlæg.

Stigningen i varmeproduktionen er fordelt på alle varmeområder. Tilslutningen af varmekunder i København udgør en væsentlig del af den forventede stigning i varmebehovet.

1.5 Udviklingen i bunden og regulerbar elproduktion

En stigende andel af elproduktionen er tidsmæssigt bundet til, hvornår det blæser, og hvornår der er behov for varme. Den bundne elproduktion er stort set uafhængig af, om det er lav- eller højprisforløb. Den bundne produktion på enkelte store kraftvarmeværker, som kan køre mere fleksibelt mellem el- og varmeproduktionen, kan dog påvirkes af elprisen. Ved højere elpriser vil stigningen i elproduktionen overvejende blive produceret på kondensværker.

Figur 1.5: Udviklingen i bunden og regulerbar elproduktion



I 2001 udgjorde den bundne elproduktion ca. 60 pct. af elforbruget i Østdanmark. I 2012 forventes den bundne elproduktion også at udgøre ca. 60 pct. af elforbruget i Østdanmark. Dette skyldes, at elforbrugsstigningen modsvares af stigningen i vindkraftproduktionen, og at den varmebundne elproduktion er forudsat nogenlunde konstant i perioden.

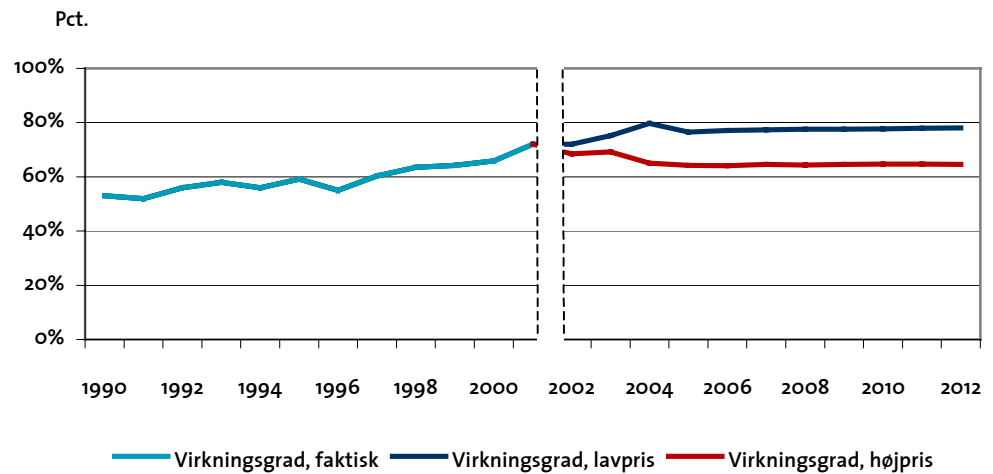
Selvom den bundne elproduktion på årsbasis er mindre end elforbruget, kan der forekomme eloverløb i timer med høj vindkraftproduktion og høj varmebundne elproduktion. I 2001 oversteg den bundne elproduktion elforbruget i 160 timer.

1.6 Systemets totalvirkningsgrad

El- og kraftvarmesystemets totalvirkningsgrad, som angiver hvor stor en procentdel af brændslets energi, der nyttiggøres, steg fra 53 pct. i 1990 til 72 pct. i 2001. Det skyldes specielt en øget andel kraftvarme og vindkraft. Vindkraften øger totalvirkningsgraden, idet den har en elproduktion uden tilhørende brændselsforbrug.

Faldet i 1996 skyldes den store eleksport, der hovedsageligt blev produceret på kondensanlæg. Systemets totalvirkningsgrad vil i lavprisforløbet stige fra 72 pct. i 2002 til 78 pct. i 2012 som følge af øget kraftvarme og vindkraft, samt at virkningsgraden for elproduktion forventes at stige. I højprisforløbet vil totalvirkningsgraden falde fra 68 pct. i 2002 til 65 pct. i 2012. Når virkningsgraden er mindre i højprisforløbet, skyldes det øget produktion på kondensværker.

Figur 1.6: Totalvirkningsgrad



Stigningen i totalvirkningsgraden skyldes bl.a., at mindre varme køles væk på værker, der alene producerer el, idet en større del el produceres i samproduktion med varme.

Øget kraftvarme betyder også mindre varmeproduktion på fjernvarmeverker og oliefyr mv. Samlet betyder det en mindre påvirkning af miljøet fra el og varmeproduktionen.

1.7 Brændselsforbrug

Der er en direkte sammenhæng mellem brændselsforbrugets størrelse og type og miljøpåvirkningerne.

Mellem 1990 og 2001 er kuldelen af brændselsforbruget faldet fra 90 pct. til 40 pct. Dette skyldes bl.a., at der er anvendt Orimulsion i stedet for kul på Asnæsværkets blok 5, at naturgasforbruget er steget som følge af udbygning med naturgasfyrede decentrale kraftvarmeverker, samt at to større kraftvarmeverker i starten af 1990'erne blev ombygget fra kul- til naturgasfyring. Vindkraft er ikke opgjort som brændsel.

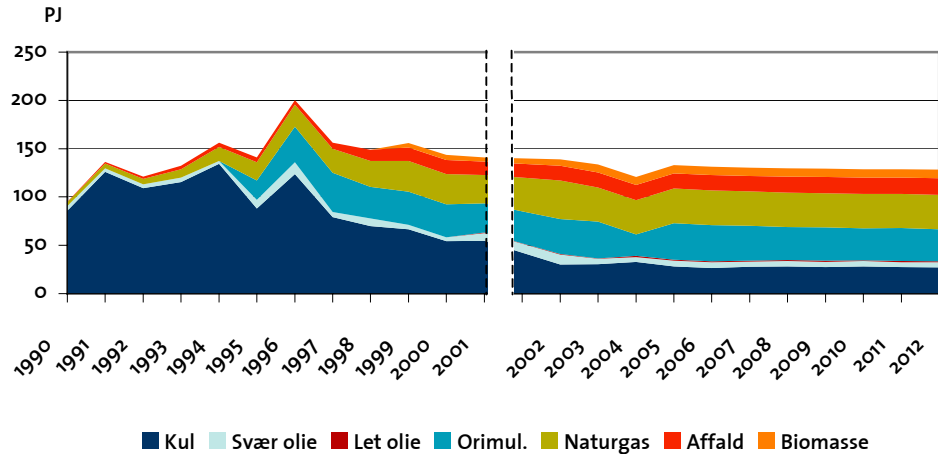
I 2001 var forbruget af brændsler på centrale og decentrale værker 141 PJ, heraf 105 PJ på de centrale værker. Opgjort efter energiindhold fordelte brændselsforbruget sig med 39 pct. på kul, 6 pct. på olie, 21 pct. på naturgas, 21 pct. på Orimulsion, mens 13 pct. blev dækket af biobrændsler og affald.

I figur 1.7 og 1.8. er brændselsforbrugene opgjort samlet for de centrale og decentrale kraftvarmeområder, inkl. brændselsforbrug til affaldsvarme og varmespidslast.

Idriftsættelse af havmølleparken i 2003 medfører et fald i brændselsforbruget. Stigningen i naturgasforbruget skyldes først og fremmest idriftsættelsen af Avedøreværkets blok 2, og herudover forventes en mindre stigning i naturgas-

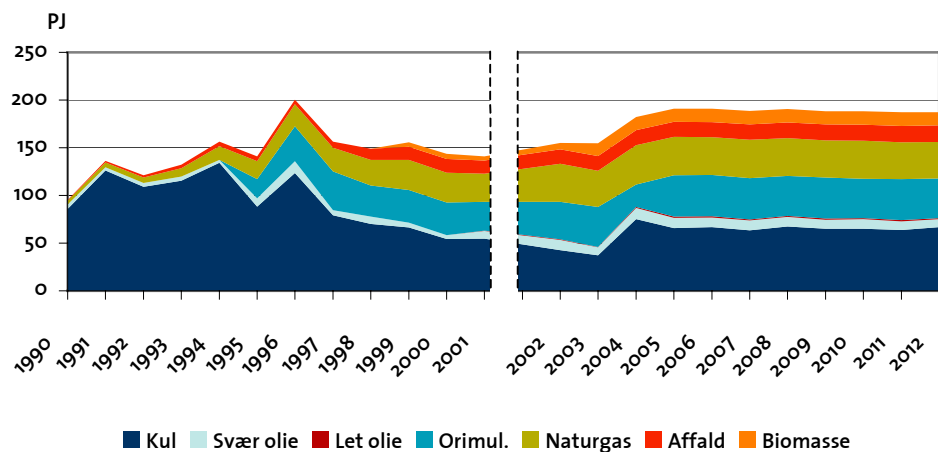
forbruget på decentrale anlæg. Biomasseforbruget øges i perioden bl.a. som følge af idriftsættelsen af Avedøreværkets blok 2, som blandt andet forudsættes fyret med træpiller og halm. Derudover forudsættes Amagerværkets blok 2 omlagt til halmfyring.

Figur 1.7: Brændselsforbrug realiseret og lavprisforløbet



I lavprisforløbet er der et fald i brændselsforbruget i 2004. Asnæsværkets blok 5 er ude af drift på grund af etablering af deNO_x-anlæg, og produktionen erstattes af import i lavprisforløbet. Det samlede brændselsforbrug er svagt faldende fra 143 PJ i 2002 til 135 PJ i 2012.

Figur 1.8: Brændselsforbrug realiseret og i højprisforløbet



I højprisforløbet er brændselsforbruget ca. 159 PJ i 2002 og øges i 2005 til ca. 197 PJ som følge af en højere produktion. Efter 2005 reduceres brændselsforbruget til 194 PJ i 2012 pga. stigende brændselspriser.

I lavprisforløbet er der en lille reduktion i kulforbruget i perioden fra ca. 30 PJ i 2002 til godt 27 PJ i 2012. I højprisforløbet er der en markant stigning i kulforbruget i perioden fra ca. 43 PJ i 2002 til godt 67 PJ i 2012.

Forbruget af Orimulsion reduceres en smule fra 2002 til 2012 i lavprisforløbet, mens det stiger en smule i højprisforløbet på nær i 2004, hvor Asnæsværkets blok 5 er ude til ombygning.

1.8 Drivhusgasser

Danmark har en national målsætning om 20 pct. CO₂-reduktion i 2005 i forhold til 1988. Sammen med 154 andre lande har Danmark underskrevet FN's klimakonvention. Med klimakonventionen er målsætningen udvidet fra kun at omfatte CO₂ til at omfatte i alt seks klimagasser, hvoraf især CO₂, metan og lattergas har betydning for sektoren.

I det følgende opgøres drivhusgasser i det østdanske el- og kraftvarmesystem. Først opgøres udledningen af de enkelte drivhusgasser (afsnit 1.9-1.12). Dernæst omregnes drivhusgasserne til CO₂-ækvivalenter for at vise det samlede klimaregnskab (afsnit 1.13).

I afsnit 1.9 vedrørende CO₂ gives en status for opfyldelse af den nationale CO₂-målsætning i 2005. I afsnit 1.13 belyses reduktionsforpligtelsen i forhold til Kyoto-aftalen i 2008-2012. (I kapitel 2, som er CO₂-redegørelsen efter CO₂-kvoteloven, opgøres CO₂-emissionen alene for elproduktionen i overensstemmelse med CO₂-kvoteloven).

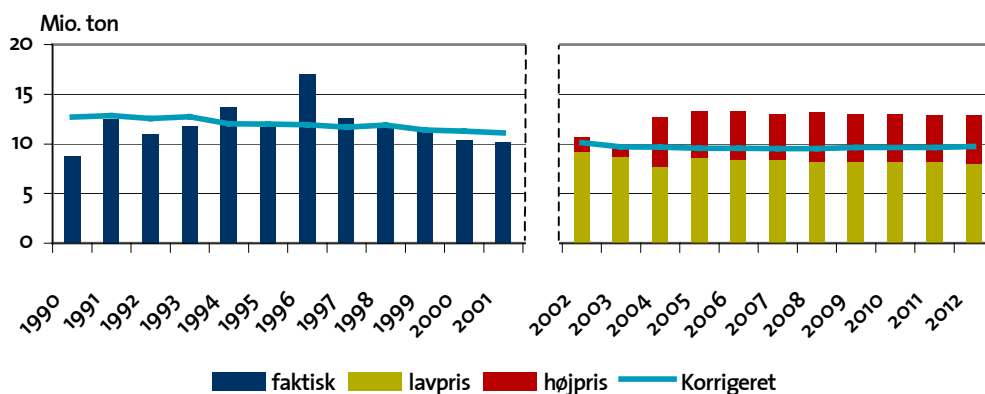
1.9 Udledning af CO₂

Ved forbrænding af fossile brændsler som kul, olie og naturgas samt bio-brændsler som træ, halm, energiafgrøder og affald dannes der CO₂. I opgørelserne af CO₂-emissioner betragtes biobrændsler som CO₂-neutrale, da de igennem deres vækst har optaget den samme mængde CO₂ fra luften, som der afgives ved forbrændingen. I de danske opgørelser af emissioner af drivhusgasser har man hidtil antaget, at CO₂-emissionen fra affald har været CO₂-neutral, fordi affaldet blev betragtet som biologisk materiale. I retningslinierne under FN's klimakonvention regner man med et indhold af plastic på 6,4 pct., hvilket giver en emissionsfaktor på 19 kg/GJ for affald. Fra 1999 er CO₂ fra affaldsforbrænding opgjort efter retningslinierne under FN's klimakonvention.

CO₂-opgørelse

I det følgende opgøres den faktiske og den udvekslingskorrigerede CO₂-emission for el- og kraftvarmesektoren. Den udvekslingskorrigerede CO₂-emission fremkommer ved en beregning, hvor der ikke er eludveksling med udlandet. De østdanske kraftværker dækker således hele det østdanske elforbrug.

Figur 1.9: CO₂-emission for el- og kraftvarmesektoren



CO₂ i 2001

Den faktiske emission faldt med 0,2 mio. ton fra 10,4 i 2000 til 10,2 mio. ton i 2001. Det skyldes specielt øget import. Den udvekslingskorrigerede emission faldt fra 11,3 i 2000 til 11,2 mio. ton i 2001.

Den faktiske CO₂-emission varierer fra år til år, primært på grund af varierende udveksling af el med udlandet. Stigningen i den faktiske CO₂-emission i 1996 skyldes den store eksport til Sverige og Norge på grund af tørtår.

I lavprisforløbet reduceres den faktiske CO₂-emission fra 9,2 mio. ton i 2002 til 8,1 mio. ton i 2012.

I højprisforløbet øges den faktiske CO₂-emission fra 10,6 mio. ton i 2002 til 12,9 mio. ton i 2012. Stigningen fra 2002 til 2004 skyldes den forudsatte stigning i markedspriserne og den deraf øgede nettoeksport. Fra 2004 til 2012 er CO₂-emissionen stort set uændret.

I begge prisforløb er havmølleparken og den forudsatte biomasse gennemført i 2004. Herefter er der ingen yderligere tiltag til at reducere CO₂-emissionen i prognosen.

Den udvekslingskorrigerede CO₂-emission er den samme i lav- og højprisforløbet. CO₂-emission korrigeret for eludveksling er i perioden 1990-2001 faldet med 1,6 mio. ton, svarende til ca. 12 pct. Dette på trods af et større elforbrug og en stigende levering af varme fra kraftvarmeværker. Reduktionen i CO₂-emissionen skyldes mere effektiv brændselsudnyttelse, erstatning af mere end en tredjedel af kulforbruget med Orimulsion samt en stigende andel naturgas,

biobrændsler, affald og vindkraft. Den korrigerede CO₂-emission reduceres fra 10,2 mio. ton i 2002 til 9,8 mio. ton i 2012.

CO₂-mål i 2005

Den nationale målsætning om at reducere CO₂-udledningen med 20 pct. i perioden fra 1988 – 2005 er opgjort under forudsætning af udvekslingskorrektion og inkluderer ikke emissionen fra affaldsforbrændingsanlæg. Formelt er målsætningen ikke fordelt på sektorer, men Energistyrelsen har tidligere udmeldt, at den samlede danske el- og kraftvarmesektor forventes at bidrage med en reduktion på 35 pct. Dette beregnes som den samlede emission fra kraftværker, kraftvarmeværker og varmespidlastanlæg i kraftvarmeområder. Reduktionsprocenten er ikke fordelt mellem Øst- og Vestdanmark.

Tabel 1.1 Udvekslingskorrigeret CO₂-udledning

År	1988	2001	2005
Millioner ton	13,8	10,0	9,3

Det forventes, at den korrigerede udledning vil være 9,3 mio. tons i 2005, hvilket svarer til en reduktion på ca. 33 pct. i perioden 1988-2005.

1.10 Udledning af CO

Som noget nyt er kulmonooxid (CO)-udledningen også opgjort fra år 2001 og frem til 2012. Ved enhver ren forbrændingsproces dannes der kuldioxid, ved at brændslets indhold af kulstof (C) reagerer med forbrændingsluftens indhold af ilt (O₂). En mindre del af brændslets indhold af kulstof vil dog blive udledt som kulmonooxid (CO), der senere omdannes til kuldioxid i atmosfæren.

Tabel 1.2 CO-udledningen

År	2001	2005	2010	
Ton	4.631	3.458	3.417	Lavpris
		4.863	4.864	Højpris

2010 er valgt som målar for Kyotomålet (repræsentativt for perioden 2008 til 2012).

1.11 Udledning af metan

Metan fra det østdanske el- og kraftvarmesystem er opgjort fra år 2000.

Der er metan- og lattergasudledning ved afbrænding af såvel fossile brændsler som biobrændsler. Udledningen er i høj grad afhængig af teknologien. Langt den største metanudledning stammer fra uforbrændt naturgas fra gasmotoranlæg.

Metan-emission

Den faktiske udledning af metan i år 2000 var ca. 5.940 ton. I år 2001 var udledningen ca. 5.740 ton. Udledningen af metan er vist i tabel 1.3.

Udover uforbrændt naturgas på anlæg med naturgasmotor er der bl.a. et bidrag fra anvendelse af halm og træ.

Tabel 1.3: Metan-emission for el- og kraftvarmesektoren

År	2000	2001	2005	2010	
Ton	5.930	5.740	5.970	6.060	Lavpris
			6.060	6.170	Højpris

2010 er valgt som målår for Kyotomålet (repræsentativt for perioden 2008 - 2012). Det er forudsat, at alle gasmotoranlæg lever op til kravene om, at nye anlæg højst må udlede 3 pct. uforbrændt metan. Anlæg fra før 1998 skal først leve op til dette i 2006, så metanudslippet kan være højere end beregnet.

Ca. 90 pct. af metan-udledningen stammer fra decentrale anlæg. Disse anlæg producerer uafhængigt af markedsprisen, og der er derfor en meget lille forskel på udledningen i lav- og højprisforløbet.

Lattergas-emission

1.12 Udledning af lattergas

Lattergas (N_2O) er en særlig variant af NO_x og dannes på samme måde som NO_x .

Tabel 1.4: Lattergas-emission for el- og kraftvarmesektoren

År	2000	2001	2005	2010	
Ton	370	370	380	365	Lavpris
			520	510	Højpris

2010 er valgt som målår for Kyotomålene (repræsentativt for perioden 2008 til 2012).

Lattergas-emissionerne er nedreguleret i forhold til sidste års miljøberetning.

1.13 Drivhusgasser som CO_2 -ækvivalenter

I det følgende opgøres drivhusgasser i det østdanske el- og kraftvarmesystem omregnet til CO_2 -ækvivalenter for at kunne vurdere det samlede bidrag til drivhuseffekten. CO medtages ikke, da den ikke opgøres som CO_2 -ækvivalenter i forbindelse med Kyoto-protokollen.

CO_2 er den betydeligste drivhusgas efterfulgt af metan og lattergas. Metan er en 21 gange stærkere drivhusgas end CO_2 . Det betyder, at en enhed metan bidrager 21 gange mere til drivhuseffekten end en enhed CO_2 . Lattergas er en 310 gange stærkere drivhusgas end CO_2 .

Tabel 1.5 CO₂-ækvivalenter 2001

Mio. ton	Emissioner 2001	CO ₂ -ækvivalenter
		2001
CO ₂	10,16	10,16
Metan	0,0057	0,120
Lattergas	0,00037	0,115
I alt		10,395

Tabel 1.6 CO₂-ækvivalenter 2010

Mio. ton	Emissioner	Emissioner	CO ₂ -ækvivalenter	CO ₂ -ækvivalenter
	2010 lavpris	2010 højpris	2010 lavpris	2010 højpris
CO ₂	8,153	12,943	8,153	12,943
Metan	0,0061	0,0062	0,127	0,130
Lattergas	0,00037	0,00051	0,113	0,157
I alt			8,326	13,230

2010 er valgt som målrår for Kyotomålet, (repræsentativt for perioden 2008 til 2012).

For at leve op til Kyoto-aftalen skal Danmark som helhed reducere drivhusgasserne med 21 pct. i 2008-2012 i forhold til 1990. På miljøministrenes møde i marts 2000 forpligtede Danmark sig til at reducere udledningerne af drivhusgasser i forhold til den faktiske udledning i 1990. Dette er en skærpelse i forhold til tidligere antagelser om muligheden for at korrigere udgangsåret for import. De absolutte tilladte udledningmængder for perioden 2008-2012 skal endeligt fastlægges i 2006.

Målsætningen omhandler den samlede emission fra kraftværker, kraftvarmeværker, el og varmeproducerende affaldsforbrændingsanlæg og varmespidlastanlæg. P.t. er der ikke fastlagt mål for de enkelte sektors bidrag til reduktion af klimagasser.

I 1990 var der historisk lave drivhusgas-emissioner på grund af en meget høj import af el. I Østdanmark var CO₂-emissionen knap 9 millioner ton. Hertil skal lægges i størrelsesordenen 0,2 millioner ton CO₂-ækvivalenter fra metan og lattergas.

I lavprisforløbet er emissionerne ca. 8,3 millioner ton CO₂-ækvivalenter. I højprisforløbet er der en emission ca. 13,2 millioner ton (bl.a. pga. en betydelig eksport i 2010).

1.14 SO₂ og NO_x

Dette afsnit indeholder den samme information om SO₂ og NO_x i summeret form, som hidtil er blevet udarbejdet særskilt i henhold til SO₂- og NO_x-kvotebekendtgørelsen.

Der er vedtaget et EU-direktiv om store fyringsanlæg. Direktivet forventes implementeret i de nationale lovgivninger inden november 2002. Direktivet indfører skærpede grænseværdier for nye anlæg fra 1. januar 2003. Derudover skærpes kravene til eksisterende anlæg, som skal opfylde direktivets grænseværdier senest 1. januar 2008. Direktivet betyder, at det i den nærmeste fremtid skal vurderes, hvilke ældre især kulfyrede kraftværksblokke som skal miljø-mæssigt opgraderes eller kan fortsætte med begrænset driftstid til 2016. I prognoserne forudsættes, at de anlæg, der er omfattet af direktivet, senest i 2008 overholder direktivets krav vedrørende SO₂ og NO_x.

1.15 Udledning af SO₂

Svovldioxid dannes, når svovl i brændsler reagerer med forbrændingsluftens indhold af ilt (O₂). Når røggassen med svovldioxid senere reagerer med luftens vanddamp, dannes der svovlsyre, der falder ned som sur regn.

De fleste af de større kraftvarmeværker i Danmark er i dag udstyret med afsvovlingsanlæg, mens en del ældre kulfyrede kondensanlæg ikke er udstyret med afsvovlingsanlæg. På mindre værker er der kun afsvovlingsanlæg på de affaldsfyrede kraftvarmeanlæg.

Indholdet af svovl i brændslerne kan variere fra år til år, både hvad angår kul og olie, men også indholdet i biobrændslerne varierer. Emissionerne af svovldioxid vil derfor variere, afhængig af brændslets indhold af svovl. På de fleste af de større kraftværker foretages der løbende målinger af svovldioxid.

Udviklingen de sidste to år

Den udvekslingskorrigerede SO₂-emission for anlæg større end 25 MW faldt med ca. 62 pct. fra 1999 til 2000. Faldet skyldes bl.a., at den nye svovlafgift trådte i kraft i 2000. Faldet er fortsat i 2001, hvor den udvekslingskorrigerede emission er faldet med 11 pct. Det skyldes primært, at den meget høje afsvovlingsgrad på afsvovlingsanlæggene har kunnet fastholdes, at det nye afsvovlingsanlæg på et Stignæsværkets blok 2 har fungeret i et fuldt driftsår, og at produktionen på anlæg uden afsvovlingsanlæg er faldet. De opgjorte emissioner for affaldsforbrændingsanlæggene er mindre end tidligere antaget, idet de nu er baseret på konkrete målinger i stedet for emissionsfaktorer.

Den jævnt faldende SO₂-emission siden 1990 skyldes mindre anvendelse af kul, stigende anvendelse af naturgas, idriftsættelse af afsvovlingsanlæg på de centrale kraftværker, samt at der anvendes brændsel med mindre svovlindhold. Efter 1999 skyldes faldet specielt højere rensningsgrad på afsvovlingsanlæg og mindre drift på anlæg uden afsvovlingsanlæg.

Udviklingen i SO₂-emission

Den forventede udvikling i den faktiske SO₂-emission fremgår af figur 1.10. Endvidere er SO₂-kvoten for anlæg større end 25 MW i Østdanmark vist.

Nedenfor vises væsentlige forudsætninger om svovlindhold i brændsler og afsvovlingsgrad på afsvovlingsanlæg i prognoserne.

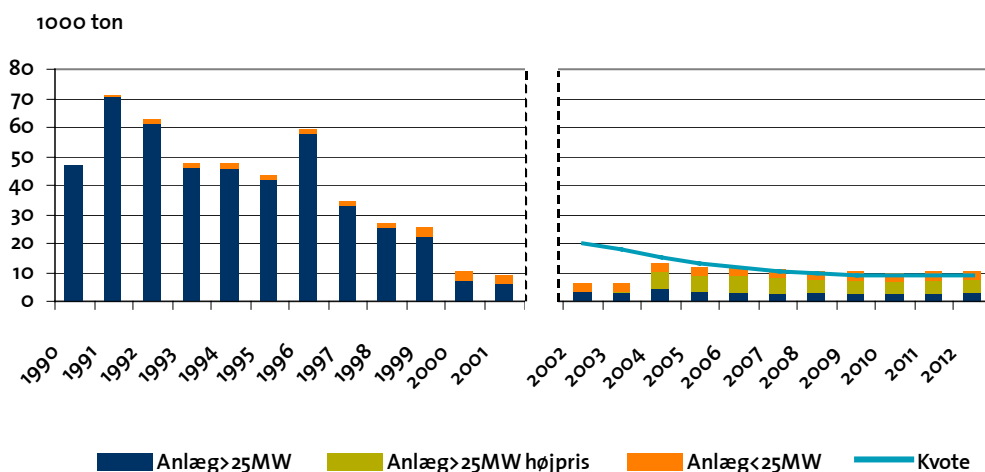
Brændsel	Kul	Kul lavsvovl	Orimulsion	Fuelolie	Letolie	Halm	Træpiller	Flis
Svovlindhold i pct.	1,2	0,4	2,7	1,0	0,2	0,1	0,2	0,2

På de centrale kraftværker med afsvovlingsanlæg er afsvovlingsgraderne forudsat at være 98-99,5 pct. Disse er estimeret ud fra anlæggenes produktioner i 2001.

I lavprisforløbet ligger SO₂-emissionen væsentligt under SO₂-kvoten i alle årene. I højprisforløbet øges SO₂-emissionen, men ligger under kvoten i alle år. I 2002 og 2003 forventes meget lave SO₂-emissioner, idet markedspriserne i højprisforløbet er forudsat at være lave. I 2004 stiger SO₂-emissionen i højprisforløbet markant pga. den forudsatte stigning i elmarkedspriserne samt den midlertidige ombygning af Anæsværkets blok 5 og idriftsættelse af Asnæsværkets blok 4, som ikke har afsvovlingsanlæg.

De små anlæg under 25 MW bidrager i dag og fremover med en væsentlig andel af den samlede SO₂-emission, hvilket specielt er tilfældet i lavprisforløbet.

Figur 1.10 Faktisk SO₂-emission

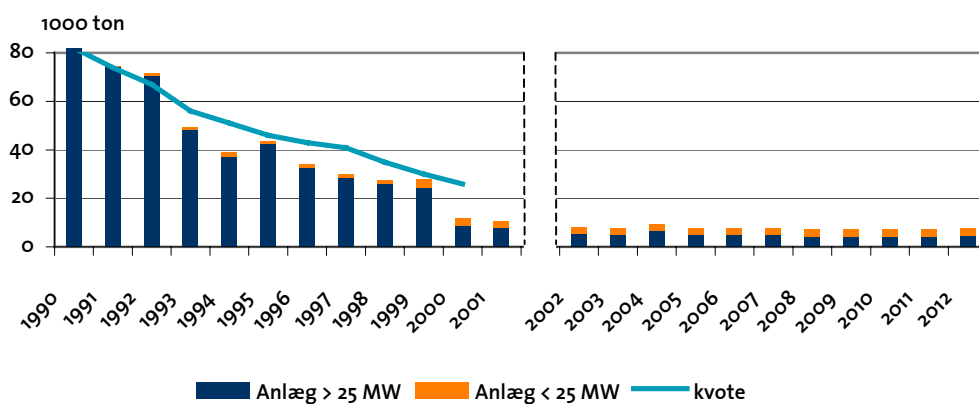


SO₂-kvoten gælder for anlæg større end 25 MW og er bindende indtil 2005 og foreløbig indtil 2009. Herefter er der regnet med en uændret kvote. Kvoten i de kommende år er fra kvoteafgørelsen i 2002. I 2002 tages ikke højde for nye kvotefordelinger mellem Øst- og Vestdanmark for uafhængige producenter større end 25 MW, der er tilkommet i de senere år.

Udvekslingskorrigeret SO₂-emission

I figur 1.11 vises den korrigerede SO₂-emission. Den korrigerede emission for anlæg større end 25 MW er faldet fra ca. 82.000 ton i 1990 til ca. 7.800 ton i 2001. Det store fald fra 1992 til 1993 skyldes etablering af afsvovlingsanlæg på Asnæsværkets største kraftværksblok.

Figur 1.11: Udvekslingskorrigeret SO₂-emission



Den korrigerede SO₂-emission falder i 2002 som følge af idriftsættelsen af Avedøreværkets blok 2. Emissionen forventes at stige i 2004, hvilket bl.a. skyldes, at Asnæsværkets blok 5 tages ud til ombygning, og at Asnæsværkets blok 4 genindsættes. I 2008 er der regnet med en yderligere reduktion, idet det er forudsat, at de ældre kulfyrede kondensanlæg overholder kravene i EU-direktivet om store fyringsanlæg.

Tabel 1.7: SO₂-emission og kvote for anlæg > 25 MW

År	Faktisk SO ₂ -emission 1.000 ton (lavpris)	Faktisk SO ₂ -emission 1.000 ton (højpris)	SO ₂ -kvote (Faktisk) 1.000 ton	Udvekslings-korrigeret SO ₂ -emission 1.000 ton	SO ₂ -kvote (Udvekslings-korrigeret) 1.000 ton
1990	47,00			82,00	82
1991	70,52			74,32	74
1992	61,43			70,45	67
1993	46,06			48,11	56
1994	45,46			37,07	51
1995	42,39			42,53	46
1996	57,69			32,53	43
1997	33,27			28,43	41
1998	25,24			26,20	35
1999	22,16			23,26	30
2000	7,22		26,00	8,78	
2001	6,31		25,50	7,79	
2002	3,24	3,59	19,70	5,34	
2003	3,09	3,53	18,00	4,83	
2004	3,83	10,09	15,30	6,77	
2005	3,11	8,74	13,10	5,05	
2006	3,05	8,82	11,80	4,97	
2007	3,04	8,07	10,50	4,98	
2008	2,75	7,50	9,60	4,38	
2009	2,65	7,15	9,20	4,17	
2010	2,74	6,97	9,20	4,34	
2011	2,61	7,04	9,20	4,24	
2012	2,67	7,24	9,20	4,61	

Bindende kvote. Foreløbig kvote.

1.16 Udledning af NO_x

NO_x dannes, når brændslets indhold af kvælstof (N) reagerer med forbrændingsluftens indhold af ilt (O₂), samt når luftens indhold af frit kvælstof (N₂) reagerer med ilt ved høj temperatur. Dannelsen af NO_x er afhængig af forbrændingsluftens temperatur og indhold af kvælstof.

NO_x-kvoten gælder for den korrigerede NO_x-emission. NO_x-kvoten gælder for anlæg større end 25 MW og er bindende indtil 2005 og foreløbig indtil 2009.

Det store fald i emissionen fra 1994 til 1995 skyldes primært, at Asnæsværket overgik fra kulfyrtning til fyring med Orimulsion, hvilket medførte væsentlig lavere NO_x-emission. Den store faktiske emission i 1996 skyldtes stor eksport af elektricitet til Sverige.

NO_x-emissioner i 2001

Den faktiske NO_x-emission for anlæg større end 25 MW er faldet med næsten 19 pct. fra 2000 til 2001, mens den korrigerede NO_x-emission er faldet med 12 pct.

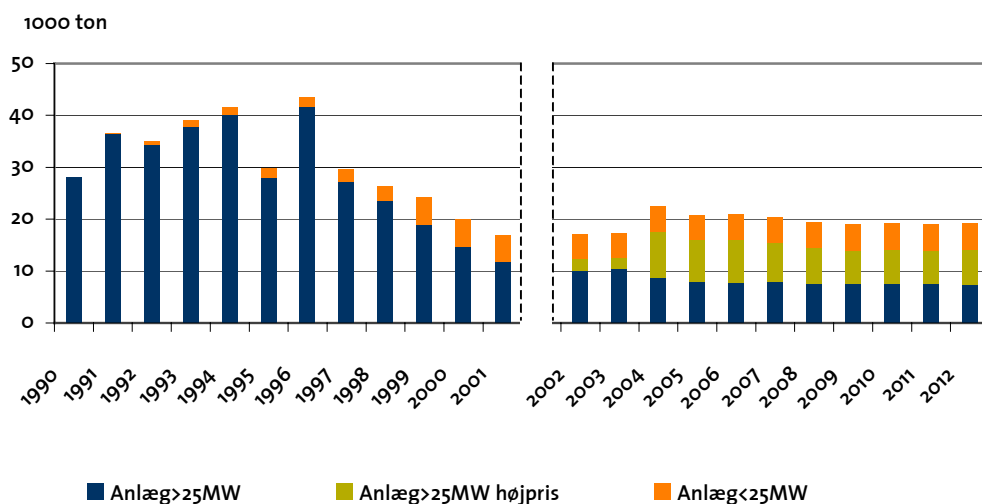
Faldene skyldes:

- forbedret lav-NO_x-teknik og andre tekniske forbedringer
- miljømæssig optimering af driften på kulanlæg
- etablering af deNO_x-anlæg på Amagerværkets blok 3
- mindre produktion på ældre anlæg uden moderne lav-NO_x-teknik.

Udviklingen i NO_x-emission

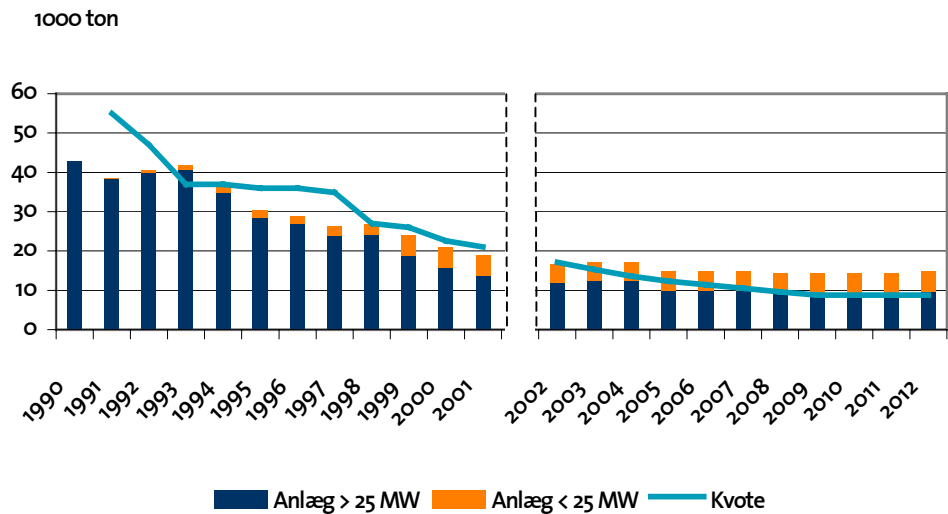
I figur 1.12 ses udviklingen i den faktiske NO_x-emission. NO_x-kvoten er, modsat for SO₂, indtil videre gældende for den korrigerede emission.

Figur 1.12: Faktisk NO_x-emission



NO_x-emissionen er generelt faldet gennem årene. Den korrigerede emission for anlæg større end 25 MW er faldet fra 43.000 ton i 1990 til ca. 13.865 ton i 2001.

Figur 1.13: Korrigeret NO_x-emission



NO_x-kvoten gælder for anlæg større end 25 MW og er bindende indtil 2005 og foreløbig indtil 2009. Herefter er der regnet med en uændret kvote. Kvoten i de kommende år er fra kvoteafgørelsen i 2002. I 2002 tages ikke højde for nye kvotefordelinger mellem Øst- og Vestdanmark for uafhængige producenter større end 25 MW, der er tilkommet i de senere år.

Den udvekslingskorrigerede NO_x-emission falder betydeligt frem til 2008. Det skyldes bl.a.:

- Etablering af deNO_x-anlæg på Amagerværkets blok 3.
- Idriftsættelsen af Avedøreværkets blok 2 med deNO_x-anlæg.
- I 2004 er forudsat etablering af et deNO_x-anlæg på Asnæsværkets blok 5.
- I 2003 er det forudsat, at Amagerværkets blok 1 tages ud af drift, og at blok 2 ombygges til halmfyring.
- Fra 2008 forudsættes det, at Stignæsværkets blok 1 og 2 og Asnæsværkets blok 4 overholder kravene i direktivet om store fyringsanlæg.

Med de beregnede emissioner udnyttes NO_x-kvoten (se tabel 1.4) næsten fuldt ud frem til 2008. I 2009 overskrides kvoten en smule. Det gør den også i årene fremefter under forudsætning af, at kvoten fortsætter uændret efter 2009. Overskridelsen sker, selvom anlæggene er forudsat at leve op til kravene i EU-direktivet om store fyringsanlæg fra 2008. Det er dog muligt at reducere NO_x-emissionerne endnu mere på de ældre kulfyrede kondensanlæg ved at etablere egentlige deNO_x-anlæg på værkerne. Dette er ikke forudsat, idet det er en forholdsvis dyr investering i forhold til anlæggenes alder.

Tabel 1.8: NO_x-emission og kvote for anlæg > 25 MW

År	Faktisk NO _x - emission 1.000 ton (lavpris)	Faktisk NO _x - emission 1.000 ton (højpris)	NO _x -kvote 1.000 ton	Udvekslings-korrigeret NO _x -emission 1.000 ton	NO _x -kvote 1.000 ton
1990	28,00			43,00	
1991	36,44			38,54	55
1992	34,31			39,99	47
1993	37,84			40,61	37
1994	40,19			34,85	37
1995	27,99			28,39	36
1996	41,65			26,84	36
1997	27,13			23,90	34,9
1998	23,52			23,93	27
1999	18,92			18,87	26
2000	14,65			15,79	22,6
2001	11,83			13,86	21,00
2002	10,01	12,44		12,04	17,10
2003	10,55	12,67		12,41	15,30
2004	8,73	17,70		12,30	13,60
2005	7,96	16,05		9,92	12,30
2006	7,83	16,13		9,87	11,40
2007	7,87	15,46		9,94	10,50
2008	7,64	14,50		9,38	9,60
2009	7,53	14,07		9,32	8,80
2010	7,51	14,07		9,45	8,80
2011	7,51	13,91		9,43	8,80
2012	7,43	14,12		9,68	8,80

Bindende kvote. Foreløbig kvote.

1.17 NMVOC

NMVOC er fællesbetegnelsen for flygtige kulbrinter og omfatter en række forskellige organiske stoffer, hvor metan er undtaget. Ved forbrænding omdannes NMVOC til kuldioxid og vanddamp. Emissionerne af NMVOC fra el- og varmeproduktion skyldes derfor udledning af uforbrændte NMVOC'er. Hovedkilden til flygtige organiske forbindelser globalt set er forbrænding af fossilt brændsel. I Danmark udgør emissionerne af flygtige organiske forbindelser fra energiproduktionen godt 1 procent af de totale emissioner.

Flygtige organiske forbindelser er ikke direkte drivhusgasser, men er omfattet af klimakonventionens opgørelser, fordi de øger dannelsen af troposfærisk ozon, dvs. ozon i den nære atmosfære. Stofferne har således indirekte en klimaopvarmningseffekt, men kan også skade træer, planter og menneskers luftveje. I øjeblikket er det ikke muligt at kvantificere drivhusgaspotentialet

(Global Warming Potential) for de indirekte effekter af flygtige organiske forbindelser bortset fra metan.

Danmark og EU har tiltrådt Gøteborg-protokollen, og EU har med det såkaldte NEC-direktive (National Emissions Ceilings) fra 21. oktober 2001 fastlagt EU's mål for 2010 på 5,561 mio. tons VOC og det nye danske mål på 85.000 tons VOC i 2010.

Tabel 1.9 Udledning af NMVOC

År	2001	2005	2010	
Ton	826	845	847	Lavpris
		1.194	1.207	Højpris

2010 er valgt som mållår for Kyotomålene (repræsentativt for perioden 2008 til 2012).

1.18 Restprodukter

Kulfyrede værker

De kulfyrede kraftværker producerer tre typer restprodukter: flyveaske, slagge og gips. Restprodukterne nyttiggøres til industriel anvendelse, til bygge- og anlægsopgaver og til opfyldning, f.eks. havneopfyldning. De restprodukter, som ikke kan nyttiggøres, skal deponeres. Der produceres også restprodukter på Orimulsion-, biomasse- og affaldsfyrede anlæg.

Der er et generelt fald i restproduktproduktionen fra kulfyrede værker, idet der produceres mindre el på disse anlæg. Derudover har bl.a. affaldsafgiften på deponering af restprodukter fra 1998 medført, at der ingen deponering sker.

Kulasken anvendes som råmateriale til cementfremstilling samt som fyldmateriale i cement, beton, letbeton og asfalt. Sammenlignet med andre brændsler medfører kul langt den største mængde aske.

I 2001 blev der produceret 283.000 ton kulaske og slagge.

Gips anvendes næsten 100 pct. til fremstilling af gipsplader og cement, og kun egentlige fejlproduktioner deponeres.

Gipsproduktionen blev i 2001 på 244.000 ton, hvilket er 4.000 ton mindre end i 2000. Afsvovlingsgraderne er steget, og der anvendes brændsler med mindre svovlindhold.

Biomassefyrede anlæg

På de biomassefyrede kraftvarmeværker blev der i 2001 produceret ca. 11,8 ton flyveaske.

Orimulsion

Orimulsion har et meget lavt askeindhold, ca. 0,1 pct., med et relativt højt indhold af vanadium og nikkel. Det betyder, at der er mulighed for kommerciel genvinding af metallerne. Orimulsionasken oparbejdes på specialanlæg i England og Tyskland. I 2001 blev der produceret ca. 3 ton Orimulsionaske.

Affaldsforbrænding

Afbrænding af husholdningsaffald, industriaffald, handels- og kontoraffald samt bygningsaffald sker i dag på kommunale og fælleskommunale forbrændingsanlæg.

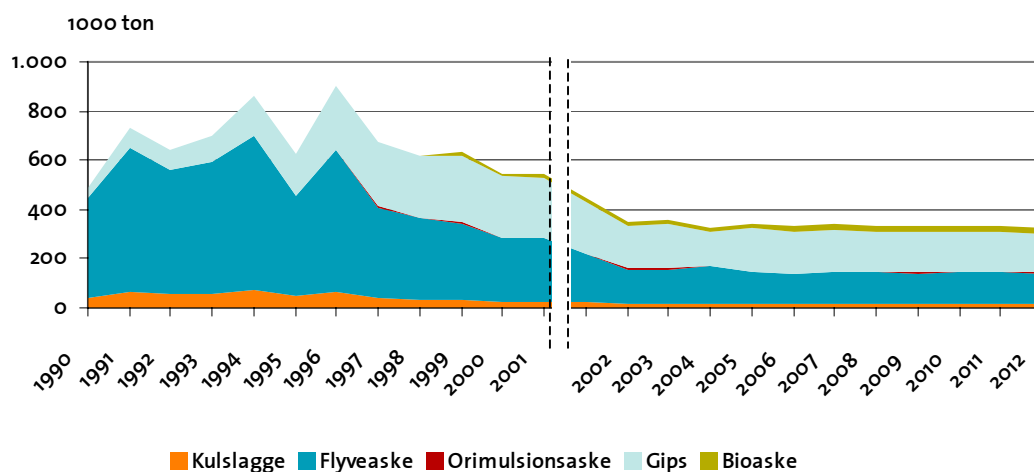
I forbindelse med forbrænding af affald og den efterfølgende rensning af røggassen fremkommer der faste restprodukter i form af slagge, flyveaske og røgrensningsprodukter (ofte indeholdende flyveaske).

Slagge fra affaldsforbrænding oparbejdes typisk i sorteret slagge og skrot. Sorteret slagge udgør ca. 80 pct. og anvendes til vejbygning og opfyldning. Skrotet renses for slagge (op til 25 pct.), og sigteresten deponeres på losseplads. Den "rene" skrot afsættes til stålindustrien.

Flyveaske og røgrensningsprodukter fra affaldsforbrændingsanlæggene er defineret som farligt affald, der opsamles i bigbags og deponeres i specialdepoter, både herhjemme og i udlandet (Tyskland og Norge). I dette års miljøberetning er der ikke opgørelser over affaldsforbrændingsanlæggenes restprodukter.

I figur 1.14 og 1.15 er udviklingen i produktionen af restprodukter illustreret.

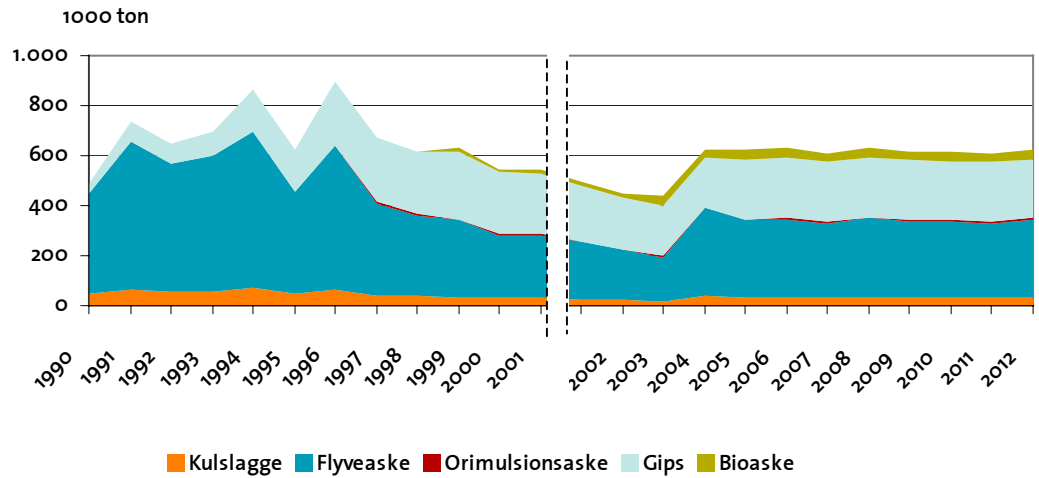
Figur 1.14: Produktion af restprodukter, lavprisforløbet



Figuren indeholder ikke restprodukter fra affaldsforbrændingsanlæg, dog er gipsproduktionen med i prognosen.

I lavprisforløbet falder gipsproduktionen fra ca. 186.000 ton i 2002 til ca. 171.000 ton i 2012. Faldet skyldes et lavere kulforbrug.

Figur 1.15: Produktion af restprodukter, højprisforløbet



Figuren indeholder ikke restprodukter fra affaldsforbrændingsanlæg, dog er gipsproduktionen med i prognosen.

Produktionen af bioaske øges som følge af det øgede halmforbrug i begge prisforløb.

Produktionen af kulslagge samt flyveaske reduceres i lavprisforløbet som følge af en reduktion i kulforbruget. I højprisforløbet er produktionen størst midt i perioden.

I højprisforløbet øges gipsproduktionen fra ca. 209.000 ton i 2002 til ca. 235.000 ton i 2012.

Produktionen af Orimulsionaske er omkring 4.000 ton i alle år i både lav- og højprisforløbet.

2. CO₂-redegørelse for elproduktion

Ifølge lov om CO₂-kvoter til elproduktion skal Elkraft System udarbejde en årlig redegørelse for CO₂-udledningen for elproduktionen i området. Redegørelsen skal også indeholde oplysninger om gennemførte og planlagte foranstaltninger til reduktion af CO₂-udledningen.

CO₂-emissionen fra elproduktionen opgøres ved, at der anvendes en varmevirkningsgrad på 200 pct., når det udregnes, hvor stor en andel af emissionerne, som skal tilskrives elproduktionen på et kraftvarmeanlæg. Metoden "200 pct. varmevirkningsgrad" betyder, at emissionerne fordeles, som om varmen produceres med en energieffektivitet på 200 pct., svarende til at der omtrent går halvt så meget brændsel til at producere varme på kraftvarmeanlæg, som der går til at producere varme i en almindelig varmecentral.

Ifølge retningslinierne i CO₂-kvoteloven regnes der ikke med CO₂-emission fra affald.

CO₂-udledning

Den samlede CO₂-udledning fra elproduktionen var 8,515 millioner ton i 2001. Elproduktionselskaber med CO₂-udledningstilladelse havde en udledning på 7,923 millioner ton CO₂. Øvrige anlæg udledte 0,592. ton CO₂.

Tabel 2.1: CO₂ fra elproduktion i 2001

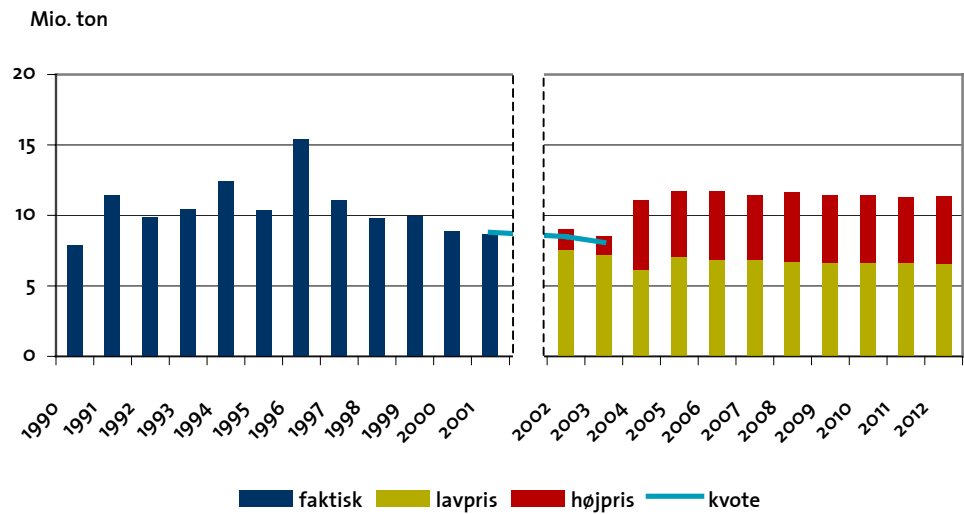
	Anlæg ejet af selskaber med CO ₂ -udledningstilladelse	Øvrige anlæg	I alt
Udledning Mio. ton	7,923	0,592	8,515
Kvote Mio. ton	8,376	0,592	8,968

Selskaberne med CO₂-udledningstilladelse har tilsammen holdt sig under de samlede tildelte kvoter og har haft mulighed for at sælge noget af denne. De øvrige anlæg, som ikke har fået udledningstilladelse, indgår i den samlede kvote med den faktiske CO₂-emission. Der var stor import af el til det østdanske område i 2001, hvilket er en af årsagerne til, at kvoten ikke overskrides.

CO₂-handel og opsparing

I 2001 er der blevet solgt en mindre andel af CO₂-kvoterne i Østdanmark, men da det kun er en enkelt producent, der har solgt en meget lille kvoteandel, oplyses dette ikke i år. Det var ikke været muligt at opspare CO₂-kvote i år 2001, idet CO₂-emissionen for anlæg med udledningstilladelse har været højere end opsparingsgrænsen på 7,614 millioner ton.

Figur 2.1: CO₂-emission fra elproduktion



Det er forudsat i beregningerne, at CO₂-kvoten fortsætter uændret efter 2003. Denne forudsætning er usikker, da det først i 2003 besluttes, om kvoten skal fortsætte, og hvor stor kvoten eventuelt skal være.

Der er regnet med en kvote på 8,5 mio. ton i 2002 og 8,1 mio. ton fra 2003 til 2012. Overskrides kvoten, betales 40 kr./ton i afgift. I højprisforløbet betales der CO₂-afgift i henhold til CO₂-kvoteloven fra 2002 og frem, idet CO₂-emissionen fra elproduktionen overskrider de forudsatte CO₂-kvoter. Uden afgiften ville eksporten blive større. I lavprisforløbet overskrides den forudsatte CO₂-kvote ikke.

Gennemførte og planlagte foranstaltninger

- Etablering af Avedøreværket blok 2 samt anvendelse af træpiller på anlægget
- Brændselsskift til halm på Amagerværkets blok 2
- Amagerværkets blok 1 tages ud af drift
- Asnæsværkets blok 3 tages ud af drift

Mulige virkemidler

For at leve op til Kyotomålsætningerne er en årlig stramning af CO₂-kvoten et muligt virkemiddel. Det er endvidere muligt at hæve afgiften for overskridelse af kvoten. Brug af de såkaldte fleksible mekanismer kan også bringes i anvendelse. Det er vigtigt, at disse rammer for elproduktionen fastlægges, således at producenterne kan planlægge eventuelle anlægsændringer eller nybygninger, køb af kvoter i udlandet mv.

Fleksible mekanismer

I CO₂-kvoteloven er det beskrevet, at ministeren kan fastsætte nærmere regler om danske elproducenters mulige internationale handler med CO₂-udledningstilladelser samt om beregningsmæssig overførelse af CO₂ fra Danmark til et andet land.

Regeringen har igangsat et arbejde, som skal vurdere behovet for initiativer til at sikre en omkostningseffektiv opfyldelse af reduktionsforpligtelsen og har endvidere igangsat drøftelser med aftaleparterne bag elreformen vedrørende en omlægning af energipolitikken. Heri vil blandt andet indgå spørgsmålet om videreførelse af CO₂-kvoter for elsektoren, mulighederne for at gennemføre udbygningen med havvindmøller på markedsmæssige vilkår og mulighederne for at erstatte CO₂-reduktion i energisektoren med køb af CO₂-kreditter på et internationalt marked. Det forventes, at den danske regering inden årets udgang tager stilling til et samlet oplæg om, hvordan reduktionsforpligtelsen kan håndteres i fremtiden.

Table 2.2: CO₂-emission fra elproduktion

År	Ænlæg ejet af selskaber med CO ₂ -udledningstilladelse		CO ₂ -kvote 1.000 ton	Øvrige anlæg Faktisk CO ₂ -emission 1.000 ton	Total		Total inkl. øvrige anlæg CO ₂ -kvote 1.000 ton
	Faktisk CO ₂ -emission 1.000 ton (lavpris)	Faktisk CO ₂ -emission 1.000 ton (højpris)			Faktisk CO ₂ -emission 1.000 ton (lavpris)	Faktisk CO ₂ -emission 1.000 ton (højpris)	
2001	7.923		8.376	592			8.968
2002	6.858	8.333	8.163	601	7.459	8.934	8.764
2003	6.478	7.793	7.703	603	7.081	8.397	8.306
2004	5.454	10.405	7.703	606	6.060	11.011	
2005	6.334	10.974	7.703	608	6.942	11.582	
2006	6.144	10.968	7.703	610	6.755	11.578	
2007	6.096	10.705	7.703	613	6.708	11.317	
2008	6.016	10.914	7.703	615	6.631	11.529	
2009	5.948	10.702	7.703	617	6.565	11.319	
2010	5.887	10.661	7.703	619	6.507	11.280	
2011	5.880	10.532	7.703	622	6.502	11.154	
2012	5.808	10.604	7.703	624	6.432	11.228	

3. Miljødeklarationer

3.1 Miljødeklarationer for år 2001

Elkraft System udarbejder hvert år miljødeklarationer for den samlede østdanske el og kraftvarme til anvendelse i grønne regnskaber, miljø- og årsberetninger mv.

Miljødeklarationerne beskriver, hvor meget CO₂, metan, lattergas, SO₂ og NO_x en kilowatt-time el og varme leveret til nettet giver anledning til. Som noget nyt indeholder miljødeklarationerne også NMVOC (flygtige organiske forbindelser) og CO. Drivhusgasserne er endvidere vist som CO₂-ækvivalenter.

Den elektricitet, som leveres til det østdanske elnet, er et blandingsprodukt, som kommer fra alle elproduktionsanlæg i Østdanmark og fra import fra Tyskland og Sverige. Hertil kommer indregning af VE-produktion fra Vestdanmark, som ifølge elloven udlignes med Østdanmark.

Den leverede el ender i stikkontakterne hos de østdanske elforbrugere og som eksport. De faktiske emissioner fra de østdanske elproduktionsanlæg og fra importen indgår i miljødeklarationerne som årsgennemsnit. Fordelingen af emissioner mellem el og varme på kraftvarmeværker indregnes med 200% varmevirkningsgrad.

Væsentlige ændringer

Der er foretaget to væsentlige ændringer i forhold til sidste års miljødeklaration. Nu indgår også gennemsnitsemmissioner for den import, som tilgår elnettet, og udligningen af VE-elektricitet med Vestdanmark. Tidligere har importen været tillagt en emission på nul, ud fra en antagelse om at den hovedsageligt var baseret på vandkraft. Da importen fra Tyskland nu er steget væsentligt, er denne antagelse ikke længere gældende.

Fordeling af emissioner mellem el og varme

Når el og varme produceres sammen på kraftvarmeanlæg, opnås der forbedringer i energiudnyttelsen af brændslet. Dermed bliver de samlede emissioner også mindre, end hvis el og varme produceres hver for sig. Der findes ikke international enighed om anvendelse af én anerkendt, entydig måde at fordele emissionerne mellem el og varme på. Energistyrelsen anbefaler metoden "200 pct. varmevirkningsgrad", som anvendes i Energistyrelsens Energistatistik og i CO₂-kvoteloven. Metoden "200 pct. varmevirkningsgrad" betyder, at emissionerne fordeles, som om varmen er produceret med en energieffektivitet på 200 pct., svarende til, at der omtrent går halvt så meget brændsel til at producere varme på kraftvarmeanlæg, som der går til at producere varme i en almindelig varmecentral.

Miljødeklarationer opgjort efter energi- og afgiftsmetoden er ikke med i denne rapport, men kan downloades på www.elkraftsystem.dk.

Miljødeklaration for el leveret til nettet i Østdanmark for 2001
(200 pct. varmevirkningsgrad)

	Pr. kWh el	Pr. kWh varme
CO ₂ , g	573	119
CO, g	0,244	0,064
CH ₄ , g	0,305	0,088
N ₂ O, g	0,019	0,004
SO ₂ , g	0,489	0,097
NO _x , g	0,901	0,194
NM ₂ OC, g	0,042	0,009

Miljødeklarationen er inklusiv øst-/vestudligning af VE-elektricitet

En sammenligning med sidste års miljødeklaration viser, at udledningen af CO₂, SO₂ og NO_x er faldet. Det skyldes bl.a. anvendelse af mere biomasse, bedre drift på afsvovlingsanlæg, et nyt deNO_x-anlæg samt mere vindkraft.

Lattergas-emissionerne er nedjusteret i forhold til sidste år for de små anlæg. Bedre datakvalitet har medført tilretningen.

Som noget nyt opgøres miljødeklarationen også som CO₂-ækvivalenter for at vise det samlede bidrag af drivhusgasser. Denne miljødeklaration er et alternativ til at vise CO₂, metan og lattergas selvstændigt. CO medtages ikke, da den ikke opgøres CO₂-ækvivalenter i forbindelse med Kyoto-protokollen. Vælges det at bruge deklarationen som CO₂-ækvivalenter, træder det i stedet for mængderne af CO₂, metan og lattergas.

	Pr. kWh el	Pr. kWh varme
CO ₂ -ækvivalenter, g	586	122

Miljødeklarationen er inklusiv øst-/vestudligning af VE-elektricitet

Brændselssammensætning

Brændsels-sammen-sætning	Enhed	Varmevirkningsgrad 200 pct.	
		El	Varme
Kul	g/kWh	117	30
Olie	g/kWh	10	2
Naturgas	m ³ /kWh	0,039	0,010
Orimulsion	g/kWh	58	15
Biomasse	g/kWh	17	4
Affald	g/kWh	49	12

Miljødeklarationen er inklusiv øst-/vestudligning af VE-elektricitet

Miljødeklaration for prioriteret produktion 2001
(200 pct. varmevirkningsgrad)

	Pr. kWh el	Pr. kWh varme
CO ₂ , g	256	68
CO, g	0,607	0,140
CH ₄ , g	1,149	0,268
N ₂ O, g	0,014	0,004
SO ₂ , g	0,154	0,062
NO _x , g	0,995	0,265
NMVOC, g	0,066	0,017

Miljødeklarationen er inklusiv øst-/vestudligning af VE-elektricitet

CO₂ og SO₂ er generelt lavere for den prioriterede produktion end for det samlede system, idet den prioriterede produktion består af vindkraft og lokal kraftvarme. CH₄- og N₂O-emissionerne er generelt højere, hvilket især skyldes, at der regnes med 3 pct. uforbrændt metan i gasmotoranlæg. Lattergasemissionerne er nedjusteret i forhold til sidste år for de små anlæg. Bedre datakvalitet har medført tilretningen.

Også for den prioriterede produktion opgøres CO₂-ækvivalenter. Denne miljødeklaration er et alternativ til at vise CO₂, metan og lattergas selvstændigt. CO medtages ikke, da den ikke opgøres selvstændigt i forbindelse med Kyoto-protokollen. Vælges det at bruge deklARATIONEN som CO₂-ækvivalenter, må det træde i stedet for mængderne af CO₂, metan og lattergas.

	Pr. kWh el	Pr. kWh varme
CO ₂ -ækvivalenter, g	285	75

Miljødeklarationen er inklusiv øst-/vestudligning af VE-elektricitet

Brændselssammensætning for prioriteret produktion

Brændsels-sammensætning	Enhed	Varmevirkningsgrad 200 pct.	
		El	Varme
Kul	g/kWh	5,9	1,7
Olie	g/kWh	0,374	0,106
Naturgas	m ³ /kWh	0,089	0,025
Biomasse	g/kWh	46	12
Affald	g/kWh	176	50

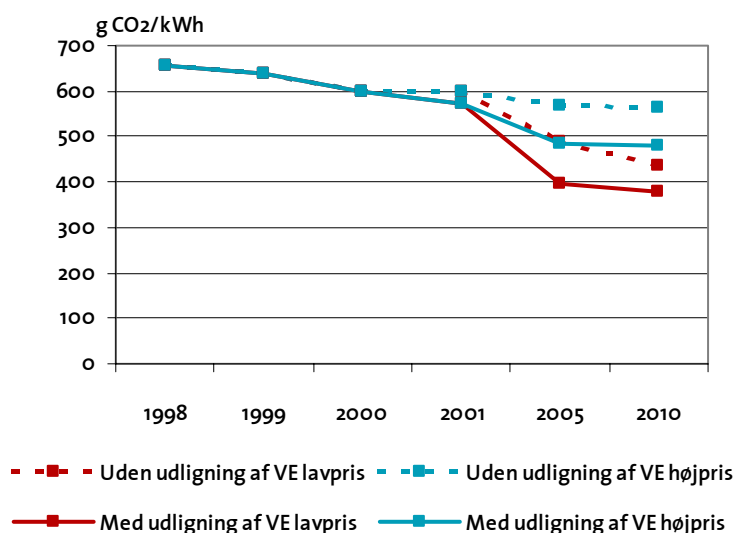
Miljødeklarationen er inklusiv øst-/vestudligning af VE-elektricitet

3.2 Prognoser for miljødeklarationer

Til brug for aktørernes langsigtede planlægning og miljøstrategiarbejde vises miljødeklarationer for el leveret til nettet i år 2005 og 2010.

Forudsætningerne for prognoserne er de samme som i miljøberetning 2002 i øvrigt. Derudover er der foretaget udligning af VE-elektricitet med Vestdanmark svarende til fuld udligning fra 2002. Emissionen på importen er fastholdt som i miljødeklarationerne for 2001, idet der ikke er fremskrevet forudsætninger i udlandet. Disse forudsætninger betyder, at prognoserne kun indikerer et niveau for miljødeklarationerne. Af samme årsag omfatter prognosen alene CO₂-emissioner.

For at vise betydningen af VE-udligningen er der prognoser både med og uden udligning.



CO₂-emissionerne i miljødeklarationen falder i alle de viste fremtidige situationer, men der er stor forskel på, om der er tale om et lavpris- eller højprisforløb. Udligningen af VE-elektricitet har stor betydning i begge prisforløb.

4. Transmissionssystemets miljøpåvirkning

4.1 Oversigt over transmissionsnettet

Det østdanske elsystem er via udlandsforbindelser til Sverige og Tyskland elektrisk forbundet til det nordiske elsystem og til kontinentet. Der sker således stor udveksling mellem systemerne. Via transmissionsnettet i Europa kan el produceret i Danmark principielt blive brugt i Syd- eller Østeuropa. Nettabet ved at sende el over så store afstande er højt, men udveksling af el over landegrænserne har en række markedsmæssige, samfundsøkonomiske, tekniske, forsyningsikkerhedsmæssige og miljømæssige fordele for både Danmark og udvekslingsparterne.

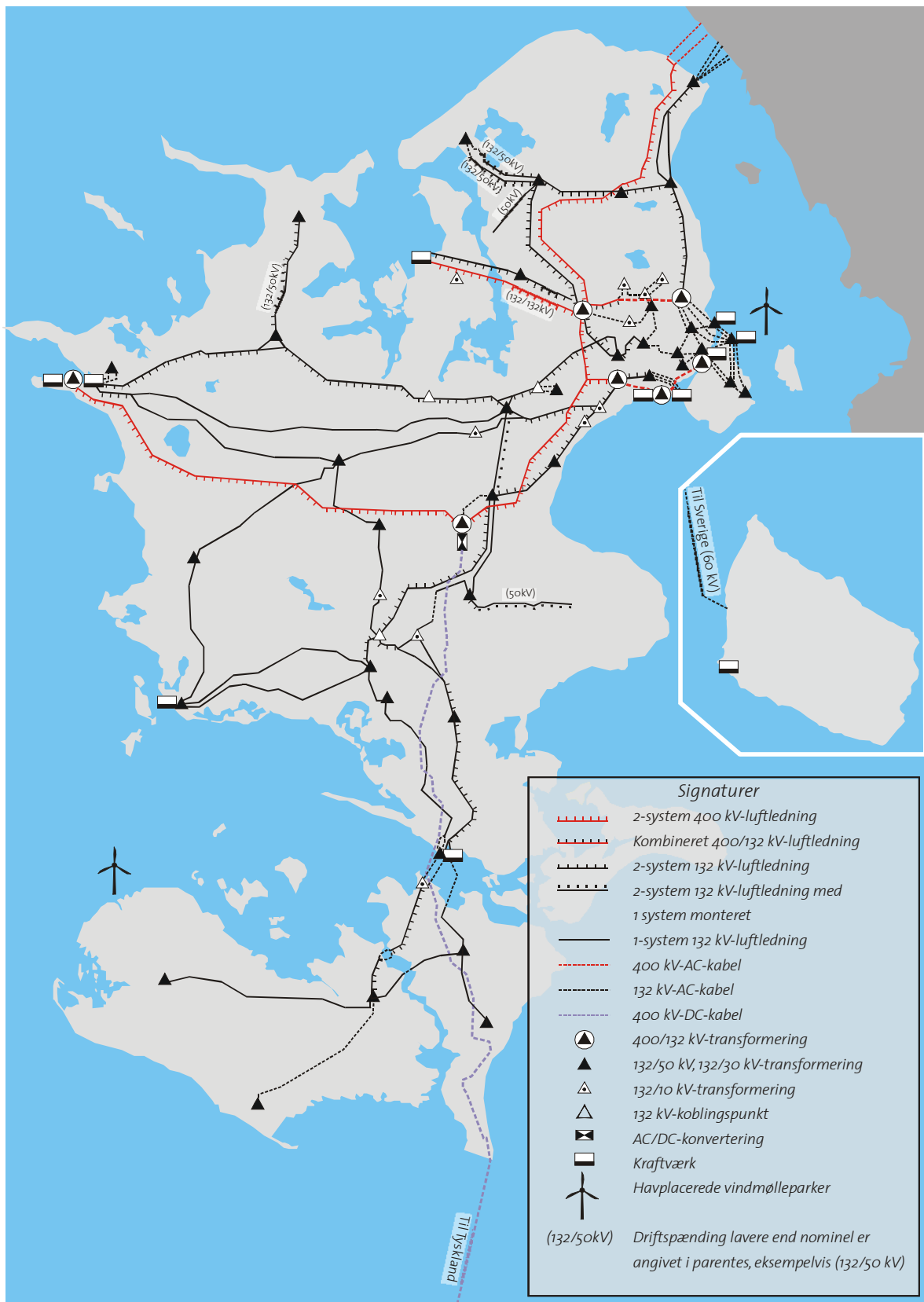
Elnettet i Østdanmark er forbundet til det nordiske elnet via fire vekselstrømsforbindelser til Sverige med en samlet overføringsevne på 1900 MW og til det europæiske elnet via en jævnstrømforbindelse til Tyskland med en overføringsevne på 600 MW.

Det østdanske transmissionsnet består af luftledninger og kabler på 132 kV og 400 kV spændingsniveau. Figur 4.1 viser et kort over dette. De samlede længder fremgår af nedenstående tabel 4.1. I 2001 er der på 132 kV niveau demonteret 0,2 system km luftledning og etableret 3,8 system km kabel. Der er ikke sket ændringer på 400 kV niveau i år 2001. System km er et udtryk for længden af et system. Et system består af tre faser samt eventuel jordtråd med en eller flere ledere pr. fase. Som det fremgår af figur 4.1, kan der være flere systemer i samme tracé.

Tabel 4.1. Oversigt over mængden af luftledninger og kabler opgjort på systemkilometer i 2001

	400 kV system km	132 kV system km
Luftledninger	389	1354
Kabler	195	291

Luftledningsstrækninger er opgjort for det spændingsniveau højspændingsmasterne er bygget til, selv om et eller flere systemer i praksis drives ved lavere spændingsniveau.



Figur 4.1. Det østdanske transmissionsnet ultimo 2001

4.2 Eltransmissionsnettets rolle

Det sammenhængende eltransmissionsnets rolle er som hidtil at medvirke til:

- at opretholde forsyningsikkerheden og dermed elkvaliteten,
- at fremme muligheden for at få et velfungerende elmarked,
- at overføre elektrisk effekt og energi fra elproduktionsanlæg til distributionsnettet,
- at sammenkoble kraftværkerne med hinanden, så de kan yde gensidig reserve samt
- at overføre elektrisk effekt og energi gennem samarbejdsforbindelser til og fra naboområderne.

Transmissionsnettet er en væsentlig forudsætning for, at elmarkedet kan fungere, men transmissionsnettets grundlæggende rolle har ikke ændret sig. Liberaliseringen har skabt større usikkerhed om ny produktionskapacitet, og uforudsigeligheden er blevet større. Uforudsigeligheden skyldes hovedsageligt større mængder vindkraft, men også at optimeringen af de termiske energianlæg vil ske inden for de enkelte produktionsselskaber og ikke for det samlede geografiske område.

4.3 Miljøpåvirkninger fra transmissionsnettet

Projektet "Livscyklusvurdering af dansk el- og kraftvarme" fra år 2000 viser, at under 1 pct. af bidraget til drivhuseffekten fra el og kraftvarmesektoren stammer fra transmission af el, og at den overvejende del af miljøbelastningen fra eltransmission stammer fra tabet i transmissionsnettet. Den næststørste miljøbelastning stammer fra skrotningen af anlæg. Miljøbelastningen fra vedligeholdelsen af anlæggene er begrænset til udstødningsgas fra biler ved tilsyn af anlæg. Støj, visuel forurening mm. er ikke håndteret i livscyklusvurderingen.

Der gøres en række tiltag for at reducere tabene i både planlægning, projektering og drift af elsystemet.

Tab i energisystemet

Der er tab ved produktion, transmission, distribution og forbrug af energi. Det samlede tab ved samproduktion af el- og kraftvarme på termiske anlæg er ca. 10 pct. af den indfyrede energimængde, og ved kondensproduktion er tabet ca. 60 pct. af den indfyrede energimængde. Tabet i transmissionsnettet er ca. 1 pct. af den transporterede energimængde og tabet i distributionsnettet er ca. 4,5 pct. af den transporterede energimængde.

Tabets afhængighed af driften

Tabet i nettet er stærkt afhængigt af driften af nettet. En fordobling af den transporterede effekt vil medføre, at tabet bliver fire gange større. Der er derfor store potentielle besparelser ved at kunne udnytte nettet med en jævn belastning frem for en meget varierende belastning.

Reduktion af nettab

Tabet ved at transportere en energimængde over en strækning på 400 kV niveau udgør ca. 11 pct. af tabet ved at transportere den samme energimængde over den samme strækning på 132 kV niveau.

Udviklingen de seneste år har været, at en stigende mængde elektricitet produceres på kraftvarmeværker tæt på forbrugscentrum samt på decentrale kraftvarmeværker, som er tilpasset det lokale behov for varme. Når elektriciteten forbruges tæt på produktionsstedet, reduceres det samlede nettab.

Forøgelse af nettab

Den igangværende vækst i udbygningen med vindmøller i den sydlige del af det østdanske forsyningsområde medfører en langt større elproduktion end det lokale forbrug, og dermed et behov for transport til forbrugscentrum. Det medfører en forøgelse af tabene. Udbygning med havvindmølleparker som for eksempel Nysted Havvindmøllepark ved Rødsand vil medføre yderligere transport og deraf forøgede tab. Ved valg af tekniske løsninger baseret på de højeste spændinger kan tabsforøgelsen begrænses.

Tilsvarende gælder for samspillet mellem vindkraft og kraftvarme i det østdanske system og det nordiske vandkraftsystem. Samspillet giver anledning til øgede transport. Øgede transport giver oftest anledning til øgede tab. Her gælder imidlertid, at de miljømæssige, markedsmæssige, samfundsøkonomiske og forsyningsikkerhedsmæssige fordele ved disse udvekslinger er så store, at de langt opvejer de forøgelser i tab i transmissionsnettene, som forårsages af de øgede transport.

Etablering og skrotning af transmissionsanlæg

Ved etablering og skrotning af transmissionsanlæg er de væsentligste miljøpåvirkninger drivhuseffekten, volumenaffald samt farligt affald. Drivhuseffekten stammer hovedsageligt fra energiforbrug til produktionen af stål til højspændingsmaster. Størstedelen af volumenaffaldet stammer ligeledes fra stålproduktionen samt fra betonfundamenter fra højspændingsmasterne. Det farlige affald stammer blandt andet fra stålproduktionen.

4.4 Øvrige miljøforhold ved højspændingsudstyr

Som beskrevet ovenfor er tabet i forbindelse med transport af energi samt etablering og skrotningen af anlæg skyldt i de største miljøpåvirkninger fra transmissionsnettet. Ud over tabet og skrotningen er der en række mindre miljøpåvirkninger fra højspændingsudstyr, hvoraf de væsentligste beskrives i det følgende.

Støj

Støj fra højspændingsanlæg kan udgøre et miljøproblem for de nærmeste naboer, og nye ledninger planlægges derfor under hensyntagen til disse. De støj-kilder, som kræver mest omhu, er anlægskomponenter med jern, der udsættes for magnetisme. Det vil sige transformere og reaktorer. Ved nyanlæg tages hensyn til støj.

Da bebyggelse og rekreativ anvendelse af arealerne i nærheden af transmissionsanlæg er vokset betydeligt i årenes løb, findes nogle ældre komponenter, hvor støj er blevet et problem for de omkringboende. I hvert enkelt tilfælde,

hvor der konstateres problemer, vurderes det, om der skal anvendes støjafskærmning eller om komponenten skal udskiftes.

Zink ved master

Det beskyttende zinklag på galvaniserede højspændingsmaster vil i tidens løb nedbrydes. Ved denne proces dannes zinksalte, der ved nedvaskning kan give et forhøjet niveau for zink i jorden tæt omkring masten. Ved skrotning fjernes fundamentet til mindst 1 meters dybde, og råjorden lægges tilbage i hullet og dækkes med et nyt lag jord.

Olie i kabler og transformere

Der er gennem mange år anvendt kabler og transformere med olievædet papir som isoleringsmedium. I de senere år har anvendelse af plastisolerede kabler vundet større og større udbredelse, således at der i dag praktisk taget udelukkende anvendes plastisolerede kabler på de lavere spændingsniveauer. Dette er dog ikke p.t. teknisk muligt for søkabler.

Af hensyn til isoleringsevnen overvåges anlæggene med måleudstyr for olie-tryk og lignende, således at eventuel lækage kan opdages og begrænses hurtigt. Der er ikke registreret større lækager i 2002.

SF₆-gasser

SF₆-gasser anvendes som isoleringsmedium i indendørs (kapslede) stationsanlæg. SF₆ er en kraftig drivhusgas. Anvendelsen sker i kraftige, lukkede beholdere, og trykket overvåges løbende, så udslippet fra disse anlæg minimeres. Gaskvaliteten overvåges rutinemæssigt, og gassen regenereres efter behov. Alle anlæg er så nye, at skrotning ikke har været aktuel. P.t. kendes ingen substitutionsgasser med egenskaber, som kan erstatte SF₆-gas i højspændingsnettet. Dette er senest konstateret i Miljøstyrelsens rapport "Vurdering af mulighederne for at erstatte kraftige drivhusgasser (HFC'ere, PFC'ere og SF₆)" fra november 2001.

Syre og bly fra stationsbatterier

Til drift af anlæg anvendes et antal batterier, som indeholder svovlsyre. Batterierne er vedligeholdelsesfri og helt lukkede og placeres i lukkede huse med betongulv. Batterierne efterses rutinemæssigt.

Arealvedligeholdelse

Der er store arealer ved højspændingsstationer. Der foretages almindelig vedligeholdelse som græsslåning og ukrudtsbekæmpelse. Arealerne under luftledninger anvendes ofte til landbrug og er således den enkelte landmands ansvar.

4.5 Landskabspåvirkning

Indpasning i landskab

Det overordnede mål i Miljø- og energiministeriets "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995 og for Elkraft System er at reducere den samlede landskabspåvirkning fra luftledningsanlæg. Ud over reduktion af antallet af luftledninger og optimering af linieføring med få knæpunkter bruges der betydelige ressourcer på den arkitektoniske udformning. Valg af materialer og farver afstemmes, så der opnås en harmonisk helhed i landskab og omgivelser. Stationer omkranses af beplantningsbælter bestående af egnskarakteristiske planter. Gennem planlægning søges den landskabsmæssige påvirkning mindsket.

4.6 Elektriske/magnetiske felter

Elektriske og magnetiske felter fremkommer, hvor der produceres, transporteres og anvendes elektricitet. Det er kendt, at meget høje felter påvirker levende organismer. Disse magnetfelter er dog mange størrelsesordener højere end dem, der fremkommer i elforsyningen.

Siden 1970'erne er der gennemført en række undersøgelser for at undersøge en hypotese om, at der kan være en sammenhæng mellem magnetfelter og kræftforekomst. Denne hypotese er imidlertid svækket i de senere år. I dag er mistanken koncentreret om børneleukæmi i den meget lille gruppe af børn, der er udsat for usædvanligt store felter.

Dansk Energis Magnetfeltudvalg

Dansk Energi har nedsat et Magnetfeltudvalg, som siden etableringen i 1988 har fulgt udviklingen i forskningen om magnetfelter. Magnetfeltudvalget har udgivet en række brochurer omkring magnetfelter med status for viden om magnetfelter. Seneste brochure er udgivet i april 2002.

Forsigtighedsprincippet

I Danmark benyttes et forsigtighedsprincip, der siger, at nye højspændingsledninger og boliger ikke bør bygges tæt på hinanden. Forsigtighedsprincippet fra 1993 definerer ikke nærmere, hvad der menes med "tæt på hinanden".

WHO

WHO har i år 2001 sagt, at der ikke er videnskabeligt belæg for at fastsætte grænseværdier eller for den sags skyld minimumsafstande af hensyn til kræft. I stedet skitserer WHO forskellige frivillige forsigtighedsstrategier, som kan minde om dansk praksis.

ICNIRP

I 1998 offentliggjorde International Commission on Non-Ionising Radiation Protection, ICNIRP, et sæt vejledende retningslinier for elektriske og magnetiske felter. ICNIRP har gennemgået forskningen i år 2001, men mener ikke, at der er baggrund for at formulere nye retningslinier.

EU

I 1999 vedtog EU en henstilling, der bygger på ICNIRPs vejledninger. Henstillingen gælder dog kun almenbefolkningen. Danmark følger denne henstilling, men har ikke fastsat bindende grænseværdier. På baggrund af den seneste forskning forventes en ny samlet vurdering fra EU offentliggjort i de nærmeste år.

IARC-klassifikation

Det internationale agentur for kræftforskning, IARC, er tilknyttet verdenssundhedsorganisationen, WHO. IARC klassificerede i sommeren 2001 magnetfelter i kategorien "muligvis årsag til kræft" i forhold til børneleukæmi. For øvrige kræftformer har IARC vurderet, at der ikke er tilstrækkelig eller samstemmende dokumentation til at kunne klassificere magnetfelter. Vurderingen er baseret på sammenkøring af undersøgelser fra en række lande, herunder den danske børnecancerundersøgelse fra 1992.

Miljøpåvirkninger ved nyanlæg

4.7 Udbygninger i transmissionsnettet

Den planlagte udbygning i transmissionsnettet er beskrevet i Elkraft Systems planer, senest i Transmissionsplan 2002. Ved planlægning af udbygning og valg af løsning indgår en række faktorer, herunder miljøforhold.

Regionplanmyndighederne (amtsrådene og Hovedstadens Udviklingsråd, HUR) har i henhold til lov om planlægning ansvaret for den fysiske planlægning og udarbejder regionplaner og Vurdering af Virkning på Miljøet (VVM) redegørelser for konkrete ansøgninger. I forbindelse med en VVM-redegørelse påvises, beskrives og vurderes landskabspåvirkning, herunder sammenhæng mellem nyanlæg og saneringer samt hovedretningslinjerne for den fysiske udformning. Dette omfatter blandt andet valg mellem luftledning og kabel samt fremføring af anlæg i landskab og endelig valg af, hvilken mastetype der passer bedst i landskabet.

Der er krav om udarbejdelse af VVM-redegørelse for luftledninger på mindst 2 km. Kravet gælder kun for luftledninger over 100 kV. Der er ikke VVM-krav til kabler.

