



BAGRUNDSRAPPORT: M10 FORSYNINGSEKTORFREM- SKRIVNING

I dette dokument præsenteres resultater og anvendte forudsætninger til forsyningssektorfremskrivning i Miljø og Økonomi 2010. Forsyningssektorfremskrivningen er fremkommet ved en iteration mellem DEMS og Balmorel modellen¹.

Balmorel modtager el og fjernvarmeforbrug fra DEMS, hvorefter Balmorel genererer priser. Denne iteration har foregået indtil modellerne konvergerer, og modellerne er enige om priser og mængder.

På fremstillingen af de fleste resultater angives værdier for to scenarier 'Reference' og 'Reference-M10', som angiver henholdsvis resultater fra M09 og M10 referencen. Dette gør det lettere at se på forskellene i de to fremskrivninger, og fremhæver især de elementer, hvor der vil kunne blive stillet spørgsmål.

Følgende væsentlige ændringer er lavet i modellen sammenlignet med M09:

- ❖ Biogas er indført som brændsel og kv-technologie.
- ❖ Affaldsforbrænding er ændret fra at være en mulighed til at være en forpligtigelse i Danmark.
- ❖ Energi og CO₂-afgifter er opdateret som efter godkendelse af L207 om ændring af energi- og CO₂-afgifter.
- ❖ Tilskudsordninger til VE opdateret.
- ❖ Der er indført nye resursepotentialer.
- ❖ Første investeringsår er ændret til 2015.
- ❖ Forudsætning for skrotningsforløb og eksogene investeringer i er opdaterede.
- ❖ Følsomhedsanalyser udført for væsentlige parametre.

¹ www.balmorel.com



INDHOLD

Sammenfatning af hovedresultater og forudsætninger.....	3
Hovedforudsætninger	3
Hovedresultater.....	4
Forsyningssektorfremskrivningens resultater	5
Investeringer i forsyningskapacitet	5
Udbygningen i det internationale elmarked i Norden og Tyskland	8
Elproduktion	10
Elproduktion i omverdenen.....	13
Elpriser.....	14
Varmeproduktion	15
Kollektiv varmeproduktion.....	16
Varmeproduktion i andre lande.....	17
Brændselsforbrug.....	18
CO ₂ -emissioner fra forsyningssektoren.....	19
Forudsætninger i forsyningssektor fremskrivningen.....	20
Elforbrug.....	20
Brændselspriser.....	21
Forsyningskapacitet.....	23
Regulering af forsyningssektoren.....	24
Forudsætninger for Vindkraft udbygning.....	26
Forudsætninger for transmissionssystemet.....	27
A-kraft.....	30
Vindkraft.....	30



VE-kravforløb for omverdenen	31
Økonomi	32
Følsomhedsanalyser	34
Referencer	41

SAMMENFATNING AF HOVEDRESULTATER OG FORUDSÆTNINGER

HOVEDFORUDSÆTNINGER

Følgende giver en sammenfatning af de hovedforudsætninger, der er anvendt i M10.

- ❖ Brændselspriser: Der er taget udgangspunkt i World Energy Outlook 2009 til fastsættelse af priser på kul, gas og råolie. Dermed regnes med en kulpris på 18,3 kr/GJ i 2010, 18,5 kr/GJ i 2015 og 21,8 kr/GJ i 2025; en gaspris på 36,7 kr/GJ i 2010, 50,6 kr/GJ i 2015 og 63,4 kr/GJ i 2025; og en oliepris på 65,6 kr/GJ i 2010, 75,8 kr/GJ i 2015 og 94,1 kr/GJ i 2025 (2008-priser). Prisen på biomasse er baseret på Energistyrelsens brændselsprisfremskrivning fra maj 2009. Der regnes med en træpillepris på 35,1 kr/GJ i 2010, 40,1 kr/GJ i 2015 og 43,4 kr/GJ i 2025.
- ❖ Potentialer for brændsler er opdateret for Danmark og omverdenen. Mest væsentlig er her potentialerne for biogas og biomasse. VE-målsætninger er indlagt for Sverige, Tyskland og Finland baseret på EU-målsætninger og egne beregninger.
- ❖ Forsyningsteknologi: Teknologikatalog er opdateret. Specifikke anlægsdata for danske havvindmølleparker er medtaget ud fra Energistyrelsens "Havmøllehandlingsplan 2008". Desuden antages Studstrupværkets blok 4 og Asnæsværkets blok 5 at være ude af drift i 2010-11, mens Stignæsværkets blok 2 skifter til oliefyring jf. DONG-udmeldninger. Endvidere antages Amager-, Avedøre- og Studstrupværkets biomasseblokke at være såkaldte multibrændselsanlæg med frit brændselsvalg, og kan således frit vælge mellem brændslerne kul og biomasse. For omverdenen, er det indlagt 5,3 GW eksogent nettilsluttet solcellekapacitet i Tyskland. Desuden levetidsforlænges tysk og svensk A-kraft.
- ❖ Regulering: Der tages udgangspunkt i gældende satser for afgifter og tilskud til el- og varmeproduktion. Kompensation til landvind er halveret sammenlignet med M09, hvilket er baseret på niveauet i de første afgørelser fra 2009. Elproduktionstilskudet til biomasse



er 150 kr/MWh i 2008, og deflateres herefter med 1,8 % årligt. Tilskud til hav- og landvind er 25 øre/kWh, og er baseret på Energi-styrelsens beskrivelse af åben dør udbud. Biogasbaseret elproduktion får et tilskud på 40,5 øre/kWh.

- ❖ Der er anvendt en inflation på 1,8 % i 2007 og 3,1% i 2008.
- ❖ Investeringer forrentes med 10 % over 20 år.
- ❖ Forbrugsudvikling: Igennem samspil imellem Balmorel og DEMS er fremkommet et indenlandsk nettoelforbrug af el voksende fra 34,0 TWh i 2008 til 36,8 TWh i 2025.

HOVEDRESULTATER

Følgende giver en oversigt over de væsentligste resultater af forsyningssektorfremskrivningen samt relevante nøgletal.

Der er i modellen indlagt et eksogent forsyningsteknologiforløb, hvor eksisterende kapacitet løbende udfases ved endt levetid. Samtidig investerer modellen endogent løbende i forsyningsteknologi. I Danmark investeres der primært i vindmøller og i mindre grad i træpille-, biogas- og kulbaseret elproduktionskapacitet frem mod 2025. Der bygges bl.a. en 400 MW havmøllepark ved Djursland, hvilket er den park, der har de laveste omkostninger jf. Energistyrelsens havmølle rapport. I omverdenen, der er forbundet med det danske elsystem, investerer modellen primært i vind, biomasse, kul og biogas. Mest markant er vindudbygningen med 200 GW, mens der er bygget ca. 90 GW kulbaseret elkapacitet i 2025.

Elproduktionen i Danmark ændrer sig frem mod 2025 til i højere grad at være baseret på vind, biomasse og biogas, mens der sker en reduktion i andelen af naturgas og i mindre grad kul. Den danske udbygning med vind sker primært på land. I omverdenen øges elproduktionen på vindkraft, biogas, biomasse og kul, mens der sker i et fald i naturgas, brunkul og olie-baseret elproduktion.

Elpriserne i Danmark falder markant fra 2008 til 09, hvor elprisen når ned på det nuværende niveau, der er ca. 300 kr/MWh. Herefter stiger prisen jævnt frem mod 2014 til omkring 400 kr/MWh, hvor en mere stagnerende, men fortsat svagt stigende, prisudvikling indtræffer frem mod 2025 til ca. 420 kr/MWh. Den samme udvikling gør sig også gældende i omverdenen, hvor kun Tyskland udmærker sig ved højere elpriser.

På varmesiden investeres der i Danmark markant i biomasseproduktion, hvilket skyldes, at biomasse er afgiftsfritaget til varmeproduktion. Biogas kommer til at indgå i varmeproduktionen, og der sker et fald i naturgasanvendelsen. Specielt i den centrale kollektive varmeforsyning vil biomasse i 2025 blive anvendt som brændsel, der udskiftes med kul og gas. I de decentrale områder sker der også et skift til biomasse, her også på bekostning af naturgas. I omverdenen ses det samme billede, hvor biomasse og

biogas får en mere markant rolle i varmeforsyningen. Også her udspiller biogas og biomasse naturgassen. Udfasningen af naturgassen skyldes primært brændselsprisantagelsen fra WEO 2009, hvor naturgas vurderes at gennemgå den mest markante prisstigning frem mod 2025.

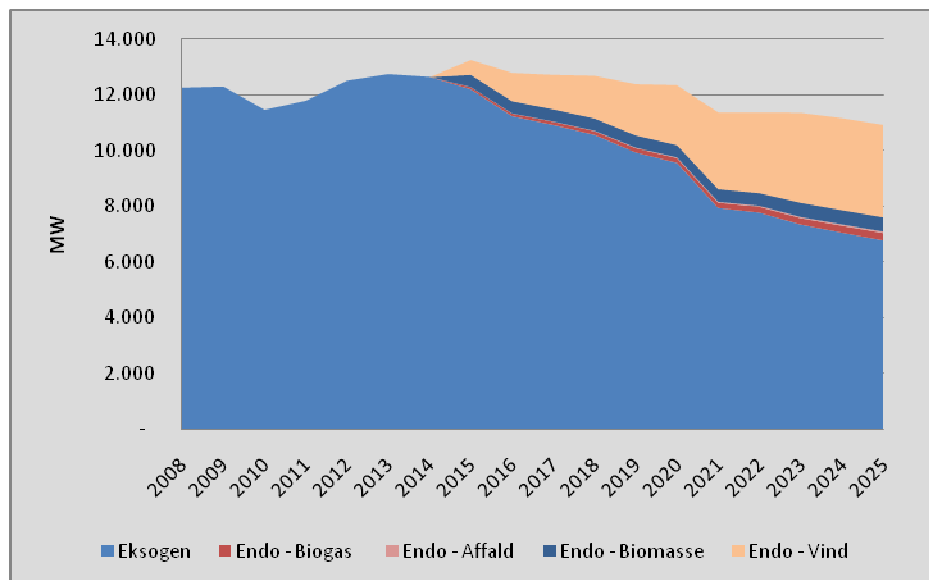
CO₂-emissioner fra den danske forsyningssektor er faldende frem mod 2025. Fra i 2008 at ligge på et niveau ca. 25,6 Mt/år, falder udledningen til ca. 12,5 Mt/år i 2025. Den mest markante kilde til de danske CO₂-udledninger er gennem hele perioden kul, og i mindre grad affald og naturgas. I omverdenen ses den samme udviklingen. Her falder brunkulandvendelsen, mens dette brændsel sammen med stenkul fortsat er hovedkilden til CO₂-emissionen frem mod 2025.

FORSYNINGSEKTORFREMSKRIVNINGENS RESULTATER

I dette afsnit gennemgås i større detalje de resultater, der er præsenteret i rapportens sammenfatning.

INVESTERINGER I FORSYNINGSKAPACITET

På figuren herunder ses udviklingen i installeret elkapacitet i Danmark, år for år i forløbet. Nederst på figuren er vist summen af den allerede eksisterende eller planlagte (eksogene) elkapacitet og hvorledes denne forudsættes at udvikles. Stabled på denne er øvrig ny elforsyningskapacitet (endogen) der er etableret af modellen i forsyningssektorfremskrivningen.

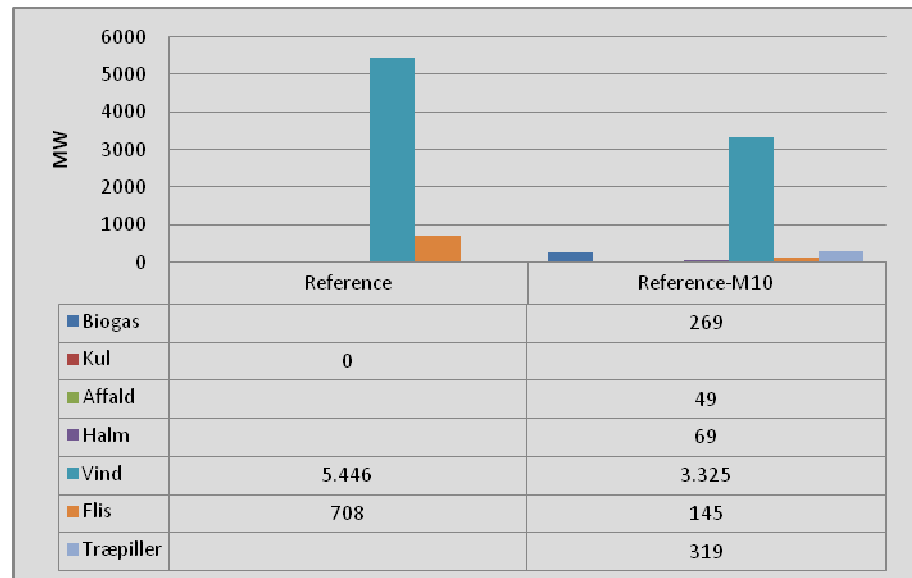


FIGUR 1: UDVIKLING I EKSOGEN ELKAPACITET STABLET MED ENDOGENE INVESTERINGER I DANMARK



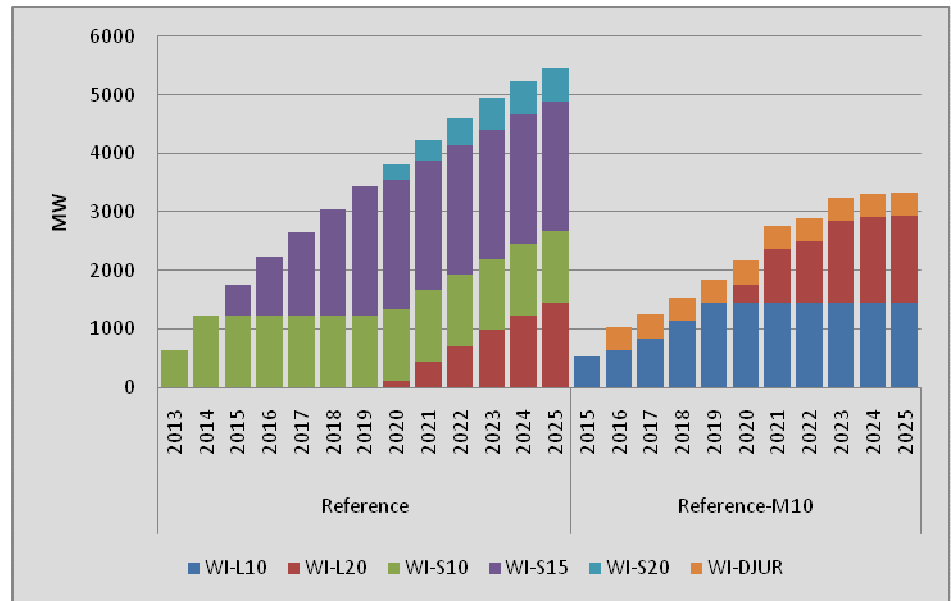
Investeringer påbegyndes i 2015, dvs. 2 år senere end sidste års fremskrivning. Dette fordi 1) der er gået et år 2) Diskussionen med energistyrelsen om bygge og planlægningstider.

Den endogene tilgang af elproduktionskapacitet består hovedsageligt af vedvarende energi.



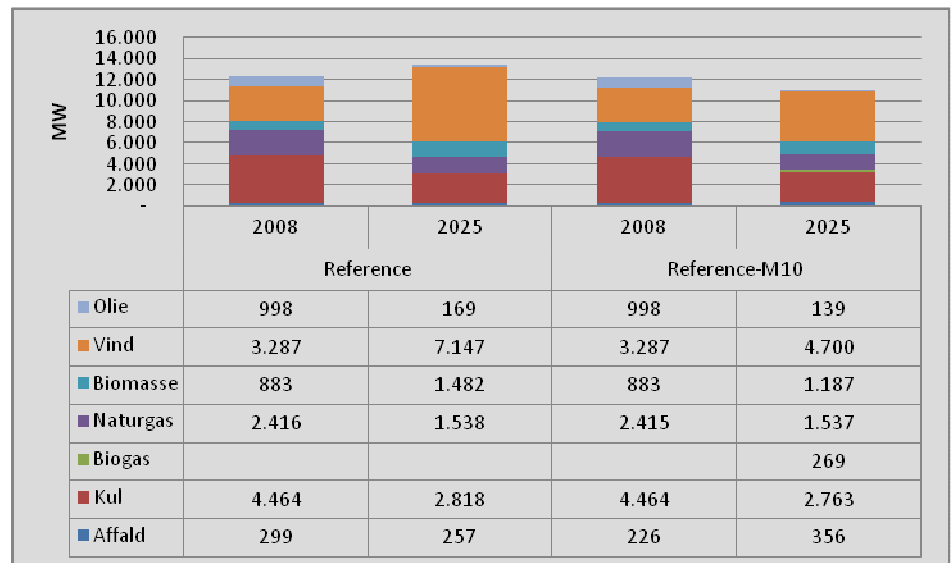
FIGUR 2: KUMULATIVE ENDOGENE INVESTERINGER I DANMARK FREM TIL 2025

Investeringerne elproduktionskapacitet akkumuleret til 2025 i Danmark består af vindkraft, biomasse, kul, biogas og affald. Hovedtrækkene er de samme i de to scenarier. Den kraftigste udbygning sker på vindkraft. Til forskel for M09 sker hovedparten af udbygningen af dansk vindkraft på land, både i form af nye møller, men også erstatninger for gamle møller ved udtjent levetid. Ud over den forudsatte udbygning med en 200 MW havmøllepark Rødsand 2 og en 400 MW havmøllepark ved Anholdt, viser det sig rentabelt at udbygge med 400 MW ved Djursland - den billigste af mulighederne, der fremstilles i energistyrelsens havmølle rapport.



FIGUR 3: DEN ENDOGENE VINDKRAFTUDBYNING I DE TO FREMSKRIVNINGER

Figur 4 herunder viser sammensætningen af den danske kraftværkspark i 2008 og 2025 i M09 fremskrivningen og fremskrivningen til M10.



FIGUR 4: INSTALLERET ELKAPACITET I 2008 OG 2025 I DANMARK

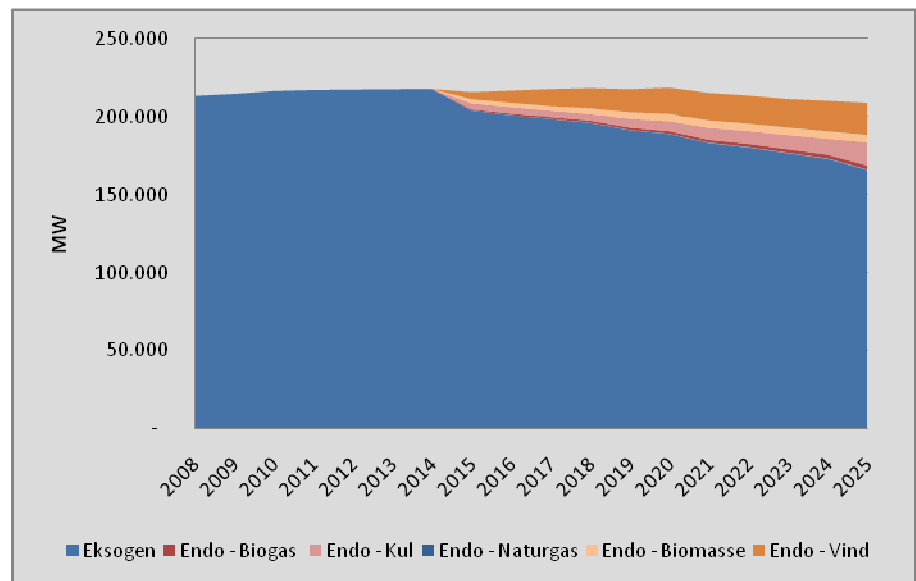
Vindkraftens andel af den samlede elkapacitet stiger i begge fremskrivninger, men mindre i M10. Dette skyldes primært ændrede forudsætninger for havvind, hvilket giver anledning til en opjustering af især investeringsomkostningerne. Biogas forekommer som en ny selvstændig kilde til forsyning. Der er lidt mindre biomassefyret kraftværkspark, hvilket primært skyldes at en større del af biomasseresursen anses for at være (dyr) import biomasse, frem for restprodukter fra landbruget og skovbrug. Kulfyret kapacitet er stort set uændret i 2025 i de to scenarier. Der er stør-



re elproduktionskapacitet på affald i det nye scenarie, da forsyningssektoren i M10, modsat i M09, er forpligtet til at behandle de stigende affaldsmængder. Der udbygges ikke med naturgaskapacitet i nogle af scenarierne i Danmark.

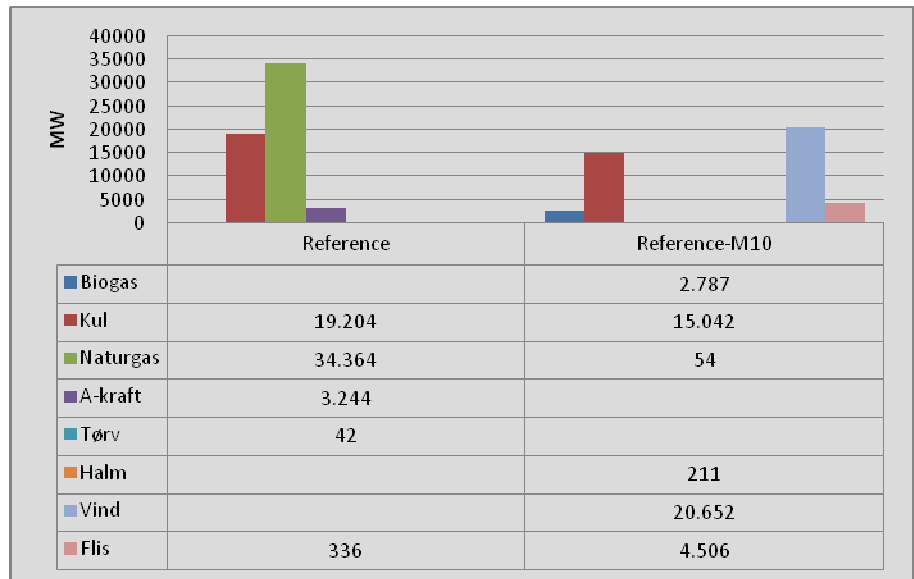
UDBYGNINGEN I DET INTERNATIONALE ELMARKED I NORDEN OG TYSKLAND

Det danske el- og kraftvarmesystem er stærkt forbundet med det omgivende elsystem. Det er derfor relevant at skele til udviklingen i de øvrige Nordiske lande og i Tyskland.



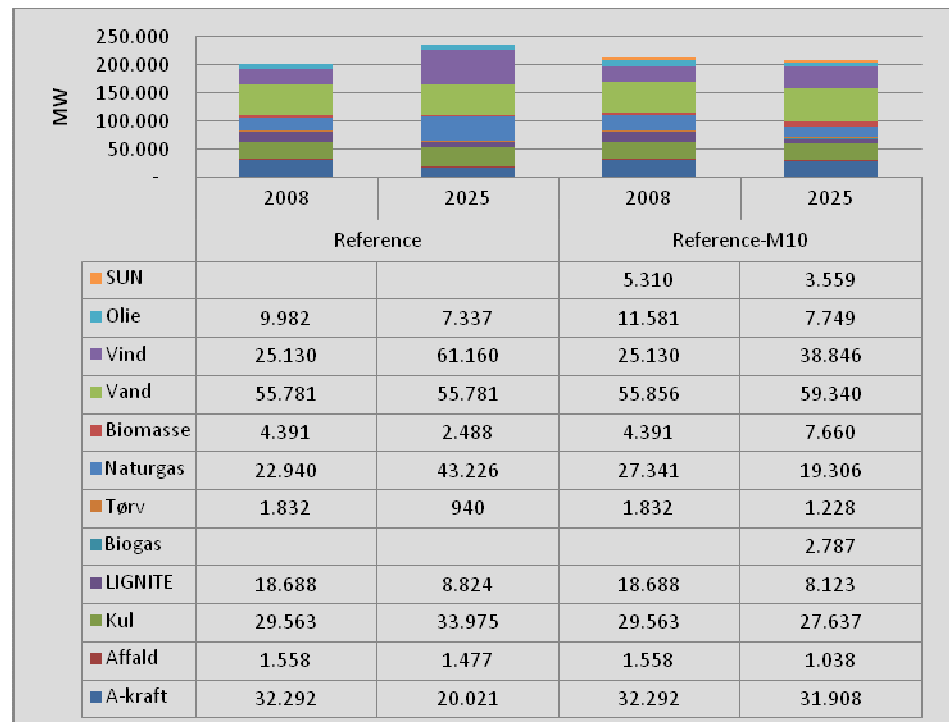
FIGUR 5: UDVIKLING I EKSOGEN ELKAPACITET STABLET MED ENDOGENE INVESTERINGER I TYSKLAND, NORGE, SVERIGE OG FINLAND

I omverdenen er udbygningen drevet af den gradvise dekommissionering af eksisterende kapacitet, samt kravet om udbygning af vedvarende energi, hvor udbygningen hovedsageligt foregår med vindkraft og biomasse. De kumulative investeringer i elkapacitet frem imod 2025 er vist på nedenstående figur opdelt på brændsler.



FIGUR 6: KUMULATIVE INVESTERINGER I ELKAPACITET I DET ØVRIGE NORDEN OG TYSKLAND.

Den store forskel udbygningen i omverdenen er at der ikke i M10 udbygges med naturgas. Den primære årsag er at der i M09 blev anvendt brændselspriser relateret til en lavere oliepris. Den kraftige vindudbygning i M10 i forhold til M09 (ingen endogen udbygning) skal ses i lyset af, at der er indlagt et krav til andelen af vedvarende energi i omverdenen, og at der i M09 var indlagt en eksogen udbygning med vindkraft. Udbygningen med atomkraft i Finland har været uden begrænsninger i M09. Dette forekommer ikke realistisk, og de økonomiske forudsætninger for udbygning med a-kraft er behæftet med væsentlig usikkerhed. I M10 er den finske atomkraft udbygning begrænset til at der inden 2025 maksimalt kan installeres 1x1600 MW reaktor foruden den der er ved at blive opført på Olkiluoto. Modellen vælger altså ikke at opføre denne ekstra a-kraft-kapacitet i M10, hvilket skal ses i sammenhæng med de før omtalte omkostninger.



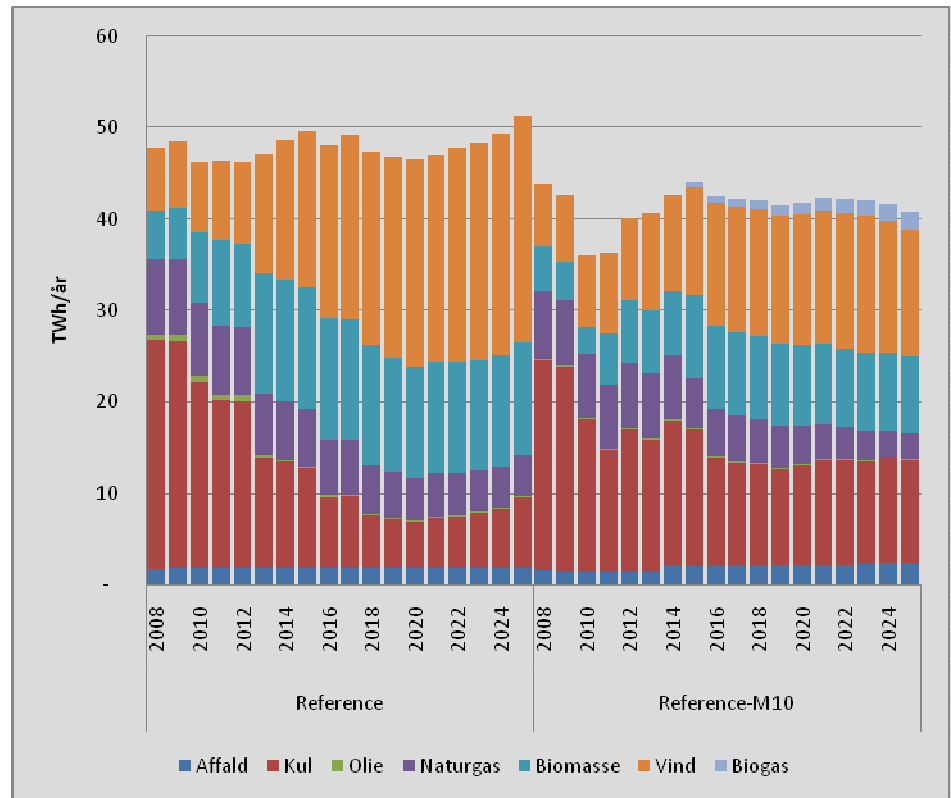
FIGUR 7: INSTALLERET ELKAPACITET I DET ØVRIGE NORDEN OG TYSKLAND.

På Figur 7 sammenfattes investeringer og eksogen kapacitet i den modelerede omverden.

ELPRODUKTION

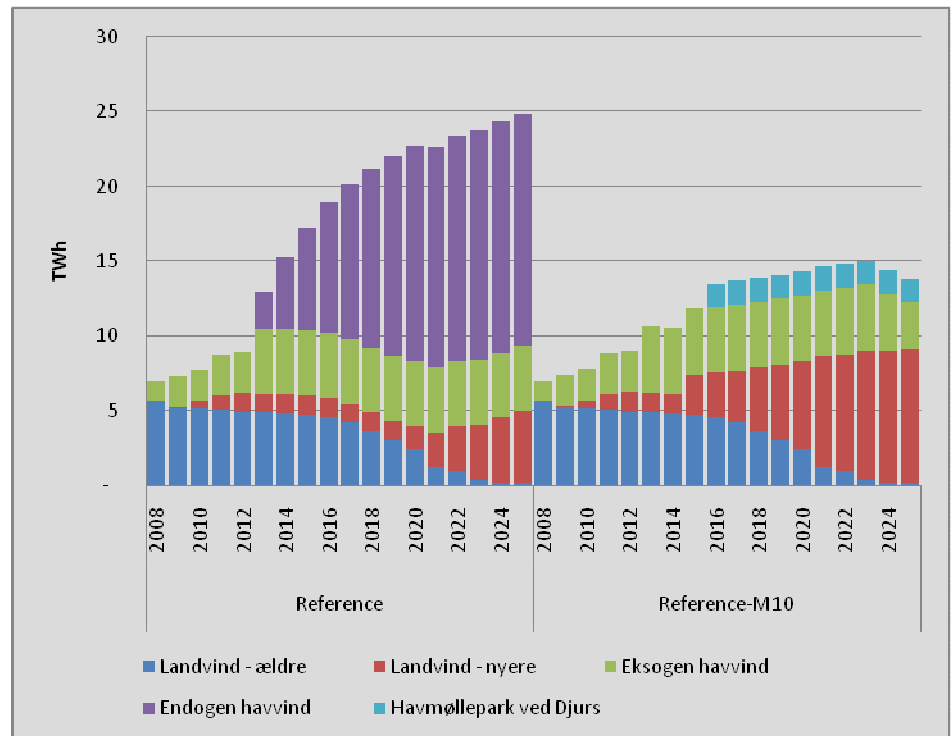
Der er væsentlige fællestræk imellem fremskrivningen i M09 og fremskrivningen til M10.

- ❖ Andelen af vindkraft stiger i begge, som tidligere angivet mindre i M10 fremskrivningen end i M09.
- ❖ Andelen af biomasse stiger også, drevet af afgiftsfritagelse på kraftvarmesiden. I M10 er der en større andel dyr biomasse.
- ❖ Biogas er indført som en ny selvstændig mulighed i M10.
- ❖ Naturgassens andel reduceres i forhold i elproduktionen i begge fremskrivninger.
- ❖ En væsentlig forskel på de to scenarier er produktionen på kulkraft ikke reduceres så meget som i M10, primært pga. den mindre vindkraftudbygning.

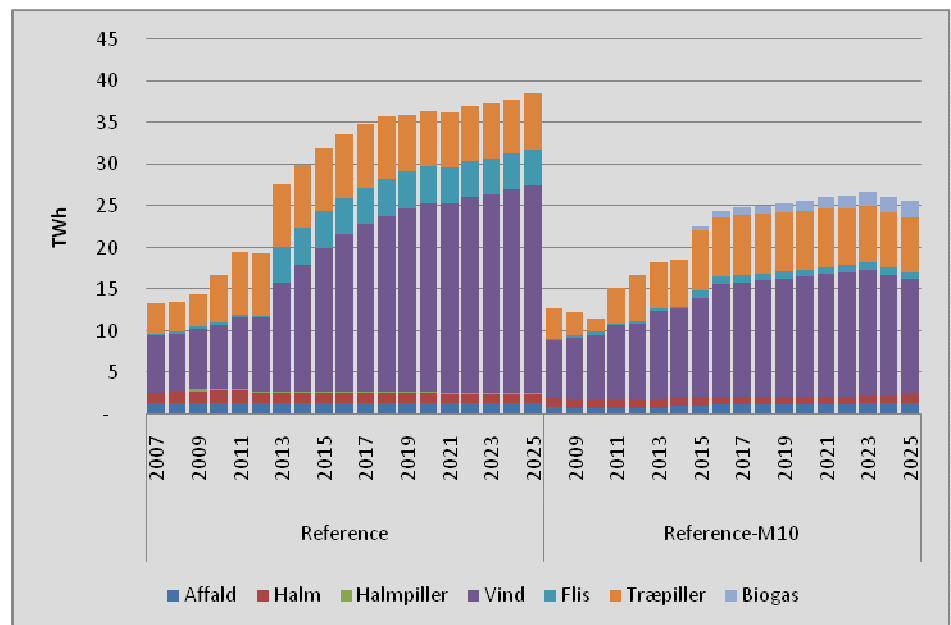


FIGUR 8: ELPRODUKTION I DANMARK.

På Figur 9 ses Danmarks vindproduktion opdelt på land og hav, samt på endogen og eksogen vindkapacitet. Den gradvise skrotning af eksisterende landmøller er generelt identisk i de to fremskrivninger. M10 har en kraftigere udbygning med ny landvind end M09, da landvind er mere konkurrencedygtig end havvind med de nye forudsætninger. Den samlede mængde landvind stabiliseres dog i M10 og videre til den antagne maksimale kapacitet der kan installeres på land. Herefter sker udbygning på havet med havmølleparken ved Djurs.



FIGUR 9: DANSK VINDPRODUKTION I DE TO SCENARIER.



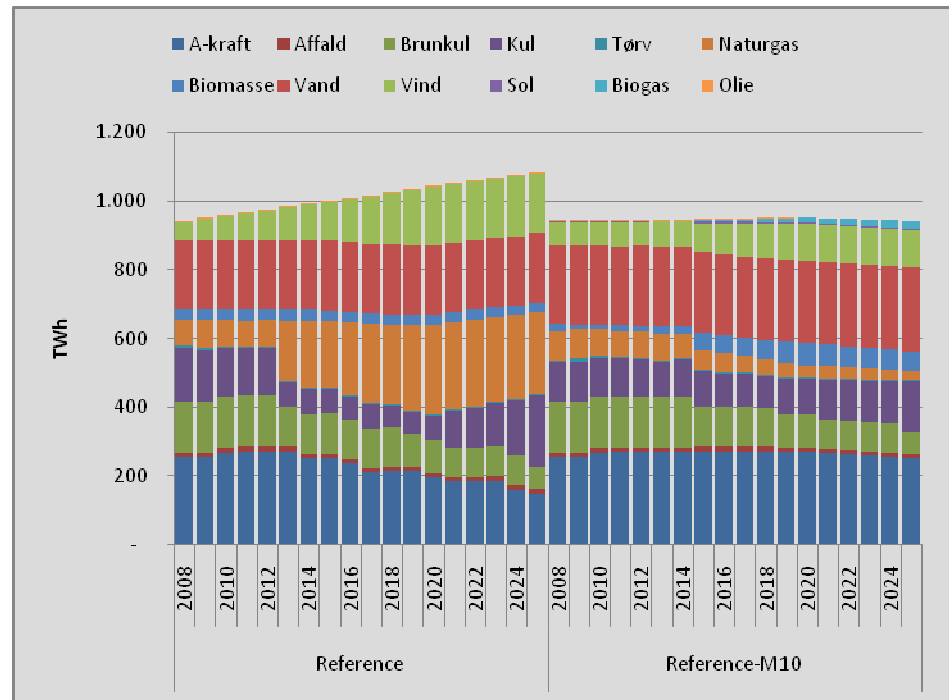
FIGUR 10: DANSK PRODUKTION AF VE EL FORDELT PÅ BRÆNDSLER

Der sættes fokus på den danske produktion af VE el fordelt på forskellige energikilder. Vind har den største, omend end mindre prominent andel end i M09. Træpiller er til gengæld mere fremtrædende. Dette skyldes bl.a. at der i teknologiforudsætninger i højere grad tages højde for at det ved et

kraftværks indfyring er billigere at anvende træpiller end flis, samt at flismængden er begrænset.

ELPRODUKTION I OMVERDENEN

Der er ændret på forudsætninger også for udviklingen af elproduktionen i omverdenen. Udviklingen i brændselspriser, CO₂-priser, teknologi og installeret kapacitet rykker billedet i forhold til M09.



FIGUR 11: ELPRODUKTION I OMVERDENEN.

A-kraft udfasningen i Tyskland er skrukket ud over en længere periode. Naturgaspriserne i M09 var bundet op på en oliepriser der er lavere end de andre brændsler i forhold til World Energy Outlook 2009. Derfor er den massive udbygning af naturgasbaseret el på kontinentet afblæst i M10. Sandheden ligger nok midt imellem (afhængigt af CO₂-priser). I skrivende stund er gaspriserne i Nordvest Europa under kraftigt pres bl.a. pga. stort udbud af LNG og effekten af den økonomiske krise. I 2025 er ender begge scenarier med en tilsvarende produktion af el på kul, men forløbet er mere stabilt i M10. Biogas og biomasse presses ind i systemet blandt andet af VE kravforløbet. Vindkraft udbygges i begge scenarier, men i M10 er det i konkurrence med anden VE-teknologi, hvorimod der i M09 var forudsat en eksogen minimumsudbygning. Desuden er omkostningerne til udbygning af havvind væsentligt forøget.

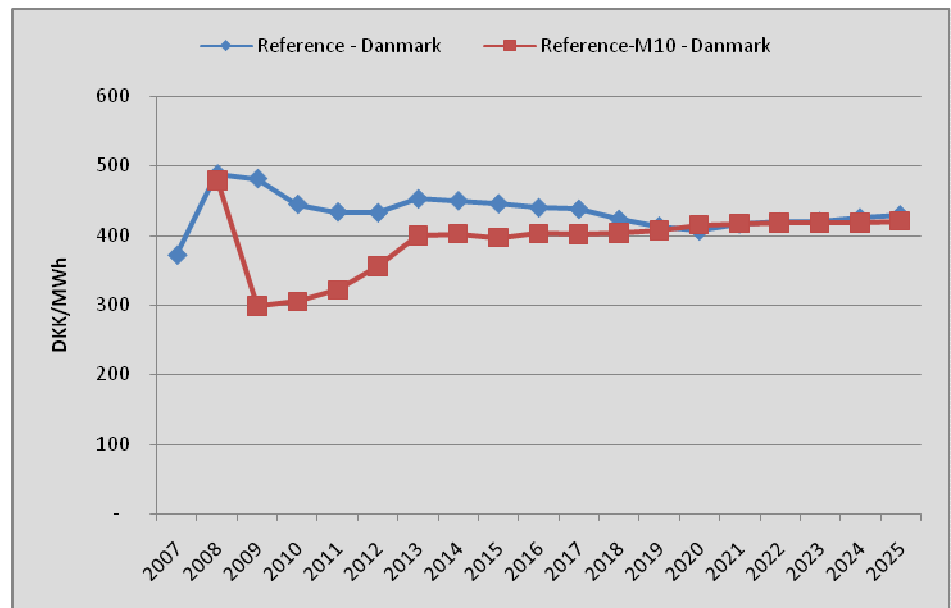
I de seneste år er der blevet udbygget massivt med solceller i Tyskland. I M09 blev denne udbygning dog vurderet til fortsat at være irrelevant for den Danske elbalance på lang sigt, men i M10 er den eksisterede kapacitet



indarbejdet ligesom der er indhentet produktionsprofiler for solceller, årlig fuldlasttimer og defineret teknologiegenskaber og omkostninger.

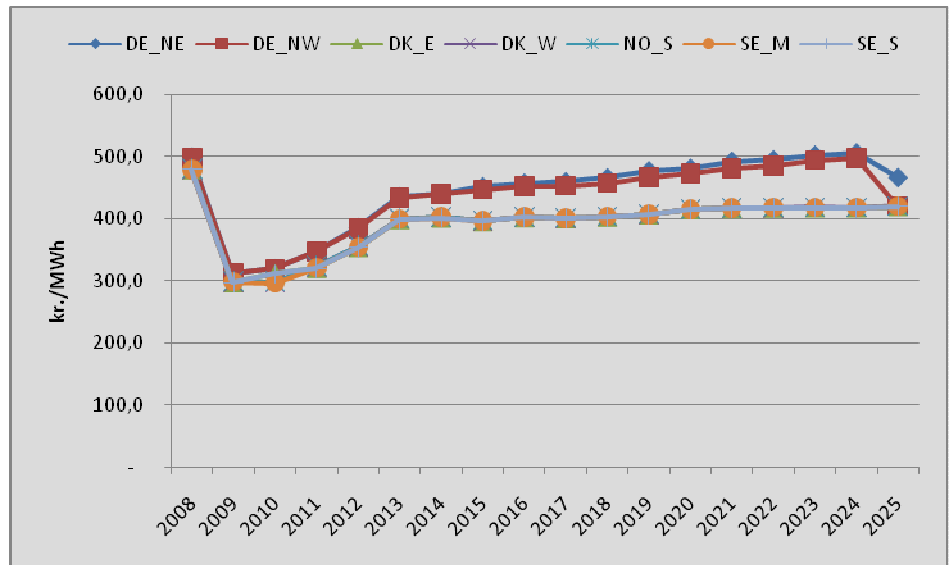
ELPRISER

Herunder ses udviklingen i den årlige gennemsnitlige elpris i Danmark på Figur 12. I forhold til M09 fremskrivningen er der et større dyk i elpriserne først i perioden. Dette skyldes antagelser om lavere brændselspriser, CO2-kvotepreiser samt elforbrug samlet set. Det forklarer den relativt lave danske elproduktion set i Figur 8.



FIGUR 12: ELPRISER I DANMARK.

På længere sigt er de generelle priser der anvendes i M10 lidt højere end i M09, specifikt på olie og derigennem gas.

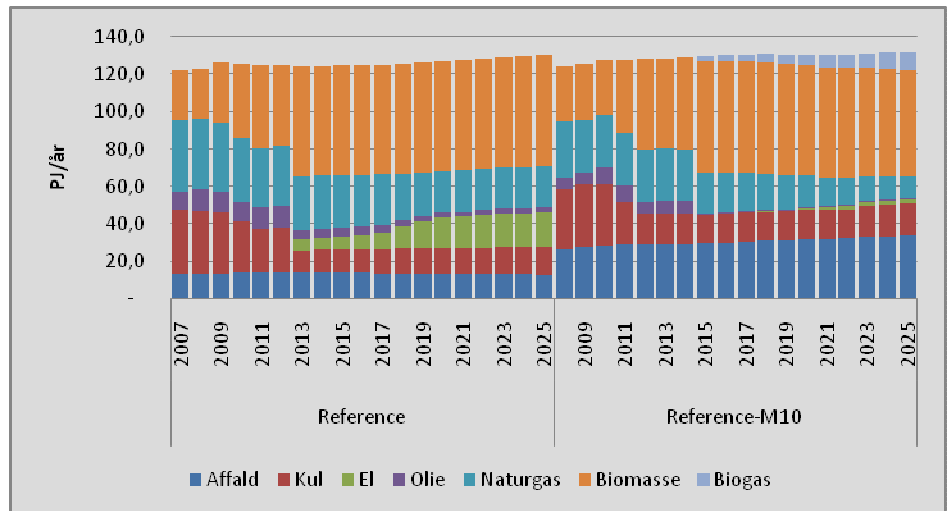


FIGUR 13: ELPRISER I ØSTDANMARK OG VESTDANMARK SAMT TILSTØDENDE REGIONER.

Elpriserne i Tyskland ligger generelt lidt højere end i Norden. Dette skyldes blandt andet at den Nordiske vandkraft gør systemet mere fleksibelt og dermed kan den termiske kapacitet udnyttes mere effektivt.

VARMEPRODUKTION

På Figur 14 vises brændselssammensætningen af varmeproduktion i Danmark i de to fremskrivninger.



FIGUR 14: VARMEPRODUKTION I DANMARK

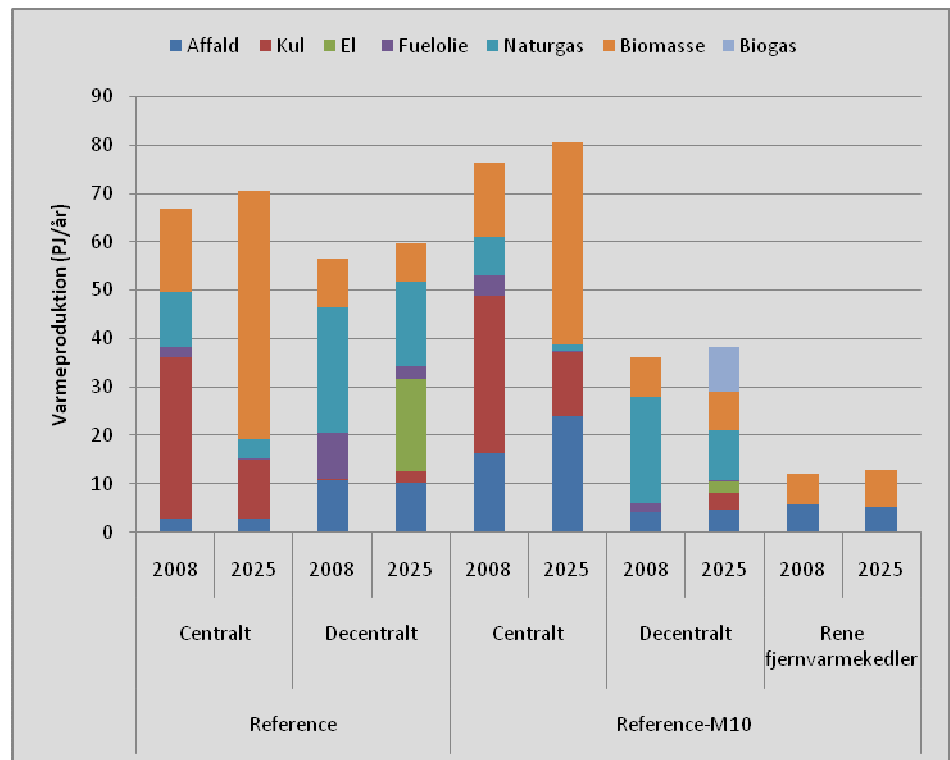
Der er et par væsentlige forskelligheder i varmeproduktionssammensætningen i forhold til sidste års fremskrivning.



- ❖ Modellens datasæt er udvidet til at dække hele fjernvarmesektoren imod kun den anden der var i forbindelse med kraftvarme i M09. Dermed fremstår totalproduktionen som højere.
- ❖ Væksten i fjernvarmeforbruget er dog højere i M10, hvilket må antages at skyldes lavere fjernvarmepriser, som følge af relativt lavere produktionsomkostninger end i M09.
- ❖ Fordelingen af fjernvarmeforbrugene er i øvrigt opdateret, især med hensyn til placering og dimensionering af affaldsforbrændingsanlæggene i de store fjernvarme byer.
- ❖ I M09 var tilgængelige afgiftsmængder indlagt som en resurse. Dette vil sige at det kunne anvendes af el og fjernvarmesektoren til el og varmeproduktion såfremt dette var rentabelt.
- ❖ Affaldsforbrændingsanlæg er dyre i installation og drift, og det kunne derfor i M09 fremskrivningen ikke betale sig at anvende den fulde resurse. Dette er naturligvis problematisk, da affaldet jo skal håndteres på anden vis.
- ❖ I M10 betragtes affald som en resurse og en forpligtigelse. De skal brændes af i el og fjernvarme sektoren. Mængden af affaldsbaseret varmeproduktion er dermed væsentligt højere i både udgangspunktet og i slutåret, da der er antaget en stigning i affaldsressurser/-forpligtigelsen.
- ❖ I M10 er det muligt at investere i biogasanlæg. På baggrund af tilskudsordninger er dette rentabelt flere steder.
- ❖ Den øgede affaldsforbrænding og biogas, sammen med den relativt større omkostning til vindkraftudbygning gør det mindre attraktivt at etablere store varmepumper i fjernvarmesystemerne.
- ❖ Der er i begge fremskrivninger en markant øgning i anvendelsen af biomasse til varmeproduktion. En store del af dette er piller eller import biomasse (dyr biomasse) der i kraft af afgiftsfritagelse og elproduktionstilskud er konkurrencedygtigt i forhold til fossile alternativer.
- ❖ Olie og naturgas fortrænges i høj grad i begge fremskrivninger da brændslerne er dyre og deres anvendelse er belagt med høje afgifter.

KOLLEKTIV VARMEPRODUKTION

I det følgende, er det lavet en opdeling af den kollektive kraftvarmeproduktion efter kraftværkernes placering i det danske varmelandskab. Opdelingen sker efter centrale og decentrale kraftvarmeområder samt områder hvor der i dag kun er kedelfyring.

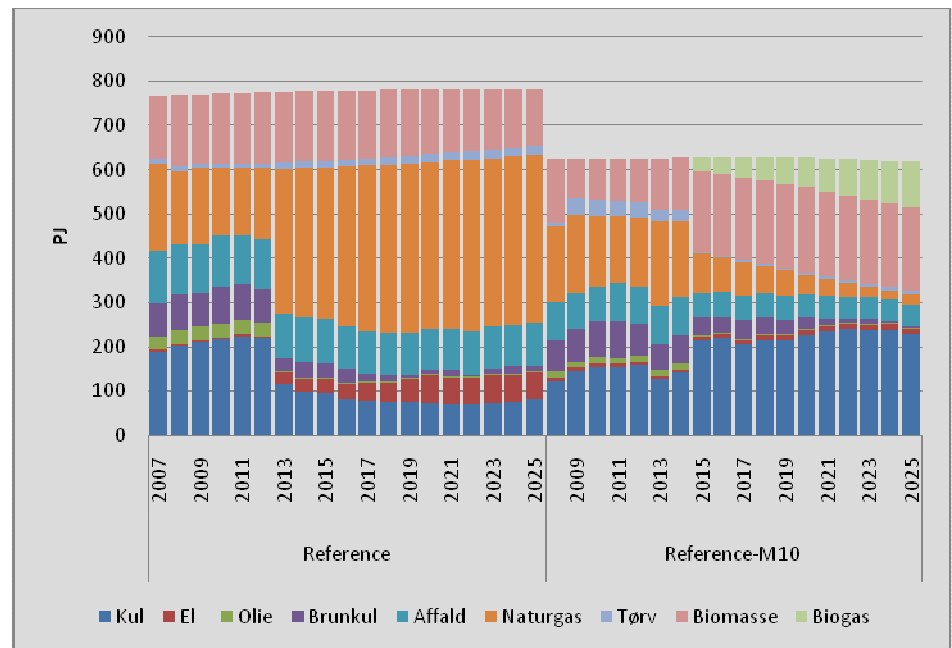


FIGUR 15: PRODUKTION AF FJERNVARME I M09 MODELLEN OG FREMSKRIVNINGEN TIL M10.

Rent definatorisk er der flyttet rundt på en del af varmegrundlaget. I M09 datasættet var det meste varmegrundlag for affaldsværker isoleres i særlige områder (som på figuren er betegnet som decentrale). I M10 er varmegrundlaget, samt den installerede forbrændingskapacitet, flyttet ind i de store fjernvarmebyer, hvor de er i konkurrence med central kraftvarme.

Udbygningen med biogas sker i decentrale områder. Dette forekommer logisk fra et geografisk udgangspunkt, men skyldes desuden at grundlasten i varmeforsyningen i de store byer leveres af affaldsvarme. Centraliserede biogasanlæg med lavtryksnet ud til de decentrale fjernvarmesystemer er ligeledes teknologi med høje investeringsomkostninger, og dermed naturlig grundlast teknologi. Dermed dele affald og biogas grundlasten imellem sig så affald får byerne og biogassen for oplandet.

VARMEPRODUKTION I ANDRE LANDE

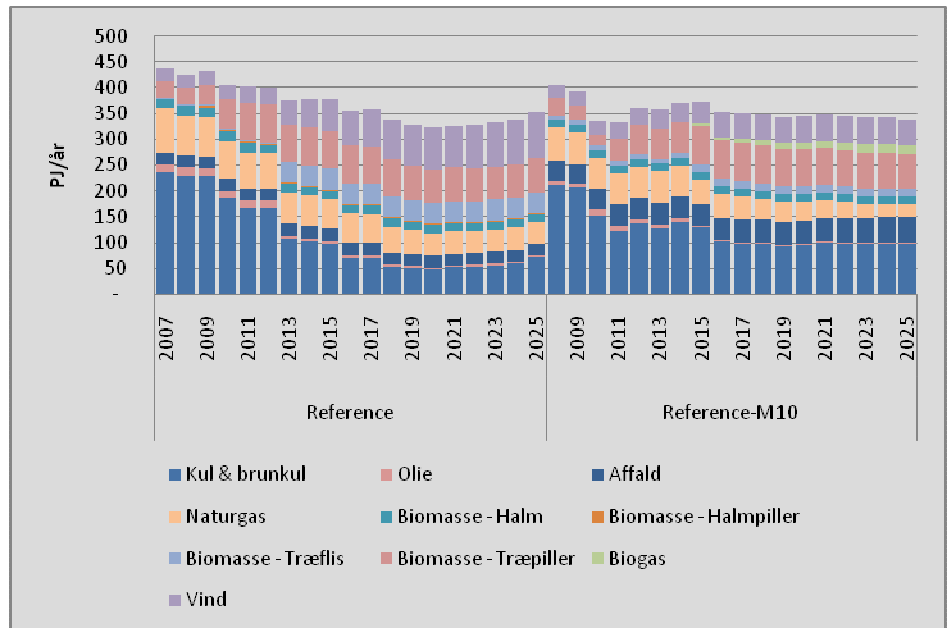


FIGUR 16: VARMEPRODUKTION I OMVERDENEN

Det repræsenterede varmegrundlag i omverdenen har i M09 været pålagt et distributionstab på 21% (en standard faktor) af produktionen til tab. Ved nærmere revision er den oprindelige varmegrundlagsdata indtastet som brutto forbrug (dvs. inklusiv tab) og dermed skal distributionstab angives til 0% for at totalmængderne stemmer overens. Dette vurderes kun at have minimal indflydelse på de danske energimarked, men det giver dog en mulighed for mindre kraftvarme el til at konkurrere med danskproduceret strøm på elmarkedet.

BRÆNDELSFORBRUG

Nedenstående figur viser udviklingen i brændselsforbrug til forsyningssektoren.

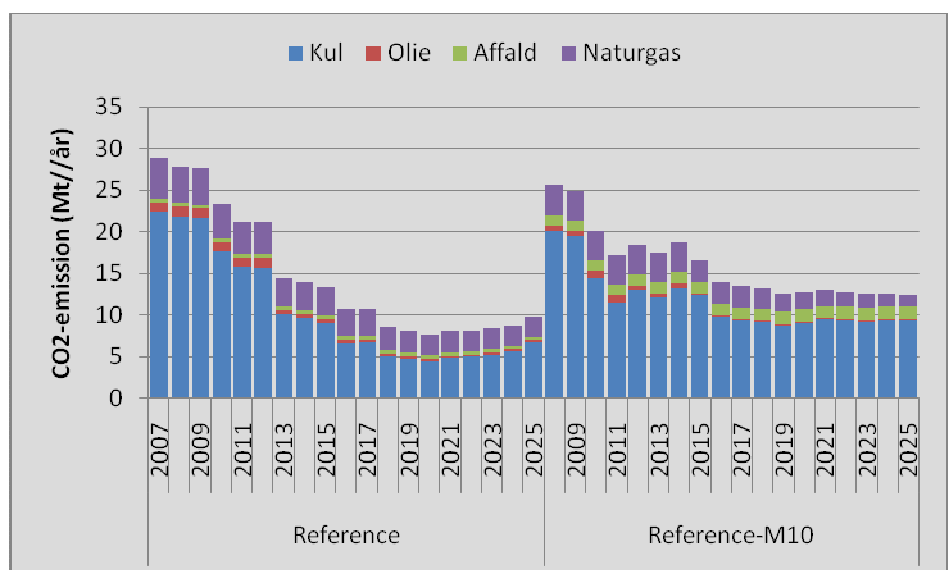


FIGUR 17: BRÆNDELSFORBRUG (ENERGIINPUT) I DANMARK (INKLUDERER IKKE MELLEMPRODUKTER SOM EL TIL VARMEPRODUKTION).

Brændselsforbrugsudviklingen er naturligvis styret af udviklingen i el- og varmeproduktion på de forskellige brændsler. Den væsentligste forskel i forhold til M09 er graden af kulanvendelse i Danmark, især produktion af kondensel.

CO₂-EMISSIONER FRA FORSYNINGSSEKTOREN

Den øgede kulanvendelse giver anledning til større udledninger fra den danske forsyningssektor end i M09. På følgende figurer ses udviklingen i CO₂-emissioner i de to fremskrivninger.

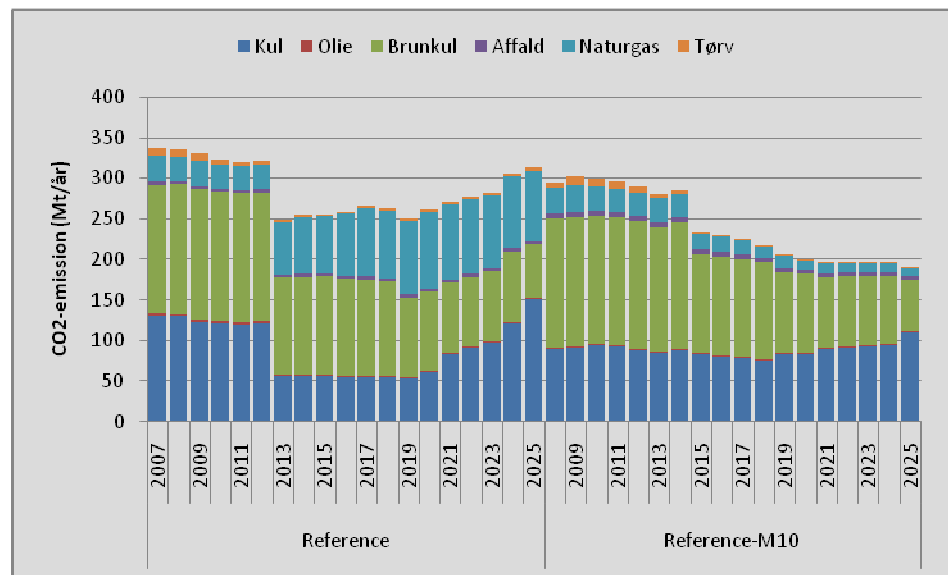


FIGUR 18: CO₂-EMISSION DANMARK



I omverden er der derimod mindre CO₂-udledning end i M09 af følgende grunde:

- ❖ Mindre naturgas frem for kul.
- ❖ Mindre elforbrug på lang sigt.
- ❖ Korrektionen for distributionstabet i varmesektoren i omverdenen.



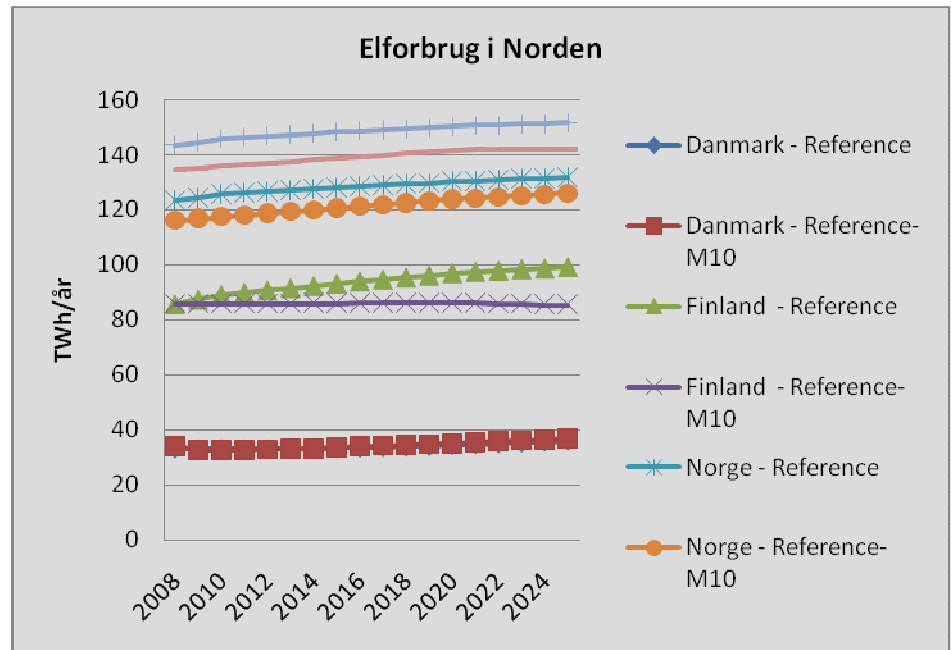
FIGUR 19: CO₂-EMISSION OMVERDENEN

FORUDSÆTNINGER I FORSYNINGSSEKTOR FREMSKRIVNINGEN

I dette afsnit gennemgås forudsætninger, som de er anvendt i forsyningssektorfremskrivningen. Balmorel modellen anvender mange forskellige data for at repræsentere teknologi, marked og regulering af forsyningssektoren. Data har forskellige karakter, og gennemgås i det følgende.

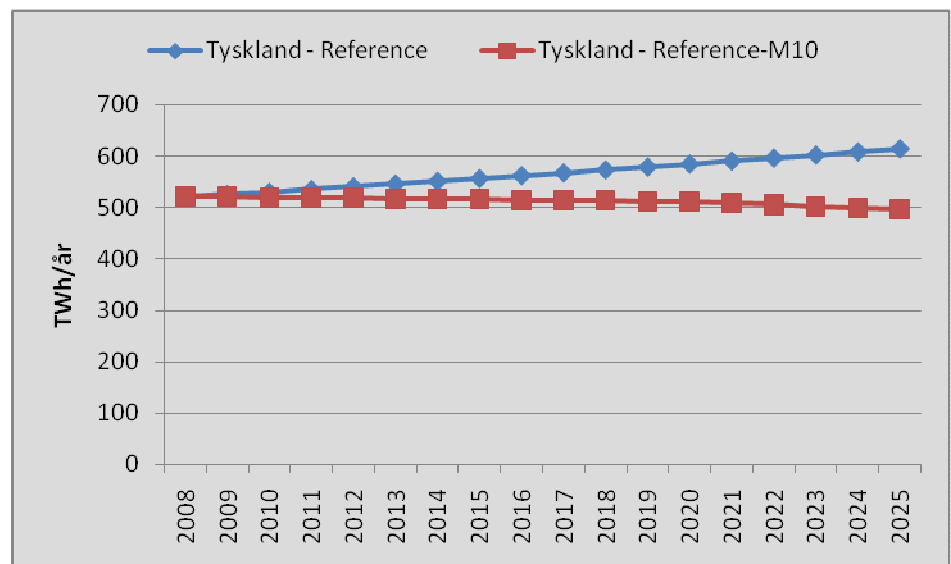
ELFORBRUG

På Figur 20 vises netto elforbruget i de Nordiske lande i M10-fremskrivningen, sammenlignet med M09. Tallene følger en eksogen udvikling, men værdierne for udgangsåret, 2008, er justeret til historiske og klimakorrigerede værdier. Disse er fundet i Nordels årsstatistik 2008 (nu ENTSO-E).



FIGUR 20: UDVIKLINGEN I ELFORBRUGET I DE NORDISKE LANDE

Herunder sammenlignes forbrugsudviklingen i Tyskland i M09 med M10-fremskrivningen. Der er taget udgangspunkt i de årlige vækstrater fra fremskrivning foretaget Risø, men udgangspunktet, 2008, er korrigeret i forhold til ENSTO-E statistikken. Der er antaget et tab på 6,5% i distributionsnettet. Da der ikke regnes med elasticitet i forbruget er størrelsen af dette forbrug, uden betydning for den danske fremskrivning, da det her er bruttotallet, der er væsentligt, hvilket er det tal der fremgår af statistikken.



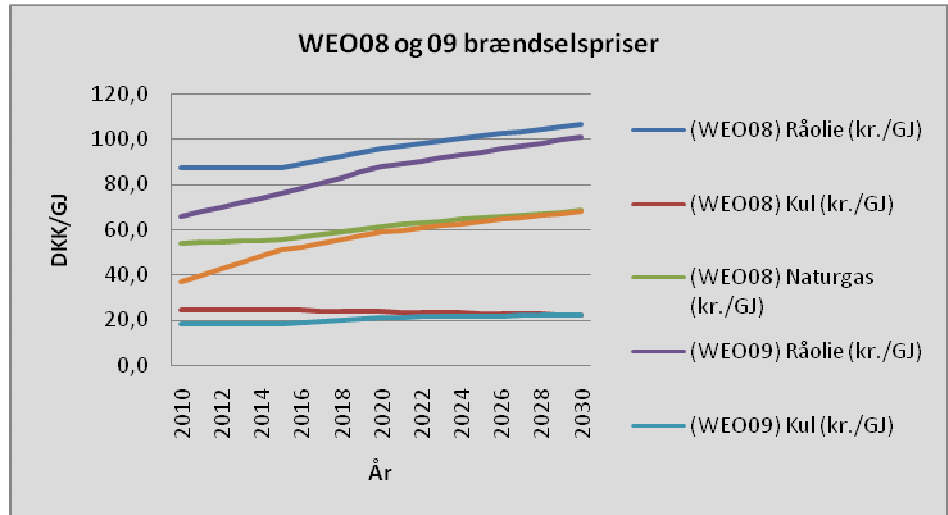
FIGUR 21: UDVIKLINGEN I ELFORBRUGET I TYSKLAND.

BRÆNDELSPRISER



Der anvendes brændselspriser fra den nyeste World Energy Outlook (2009) for kul, olie og gas. Disse suppleres med Energistyrelsens seneste samfundsøkonomiske forudsætninger på energiområdet mht. priser på biomasse.

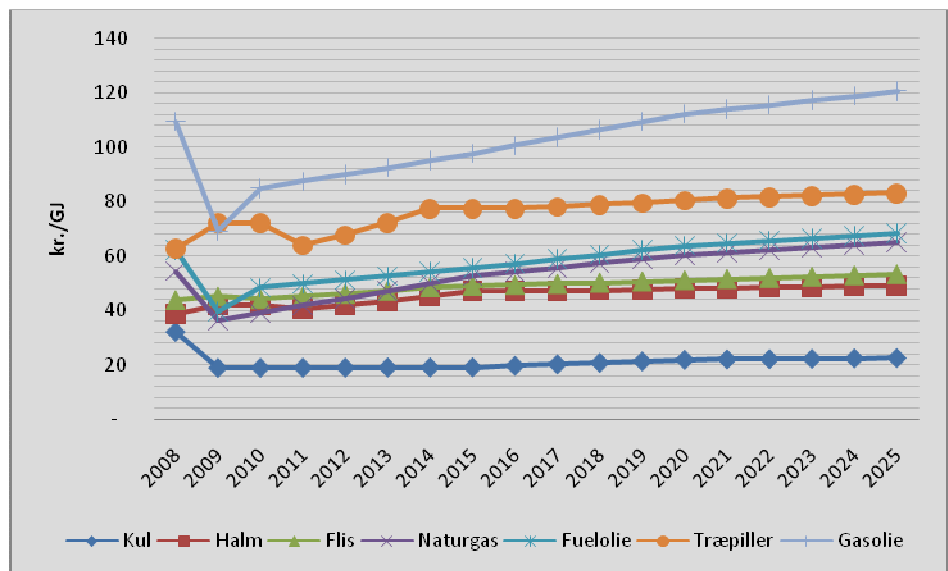
Internationale brændselspriser



TABEL 1: INTERNATIONALE BRÆNDELSPRISER FRA WEO 2009 SAMMENLIGNET MED WEO 2008 (2008-PRISER)

For Balmorel modellen er de relevante brændselspriser bestemt ved indfyringen til kraftværket eller varmekedlen. Ved anvendelse af Energistyrelsens forudsætninger for transportomkostninger til brændsler fremkommer følgende brændselspriser an kraftværk.

Udviklingen i brændselspriser i Danmark



FIGUR 22: BRÆNDELSPRISER ANVENDT I MODELLEN I DANMARK (AN KRAFTVÆRK)

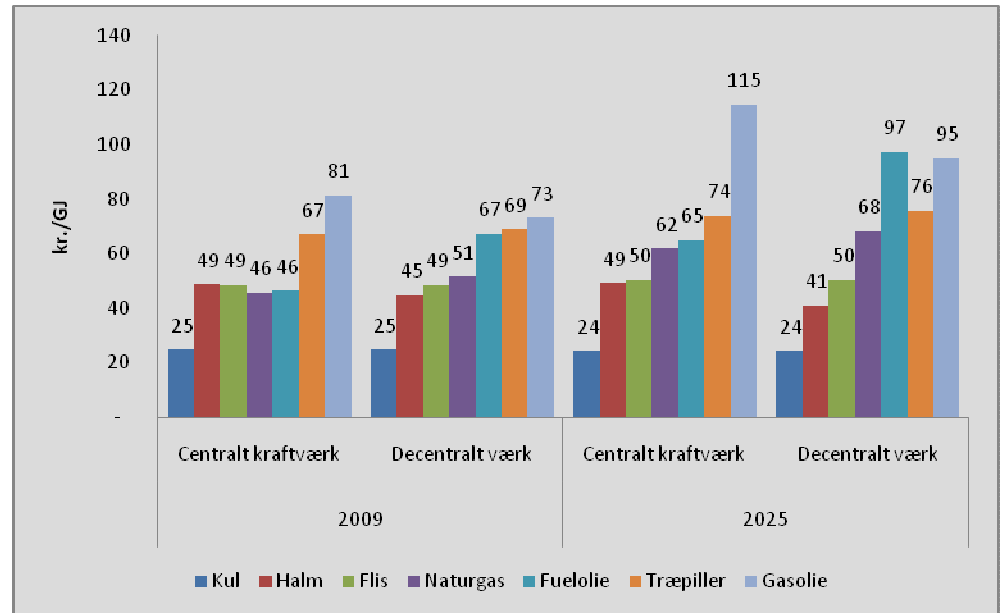
Som hovedregel anvendes de samme brændselspriser i de andre lande, med følgende undtagelser: I Norge antages gaspriserne for at være 10% lavere, for at afspejle den direkte tilgang til og distancen til de alternative



Differentierede omkostninger til brændselstransport

afsætningsmuligheder. Modsat, antages svenske gaspriser 10% højere pga. transitomkostninger.

Brændselspriserne varierer alt efter transportomkostninger. Der er differentieret mellem centrale, decentrale og individuelle aftagere.



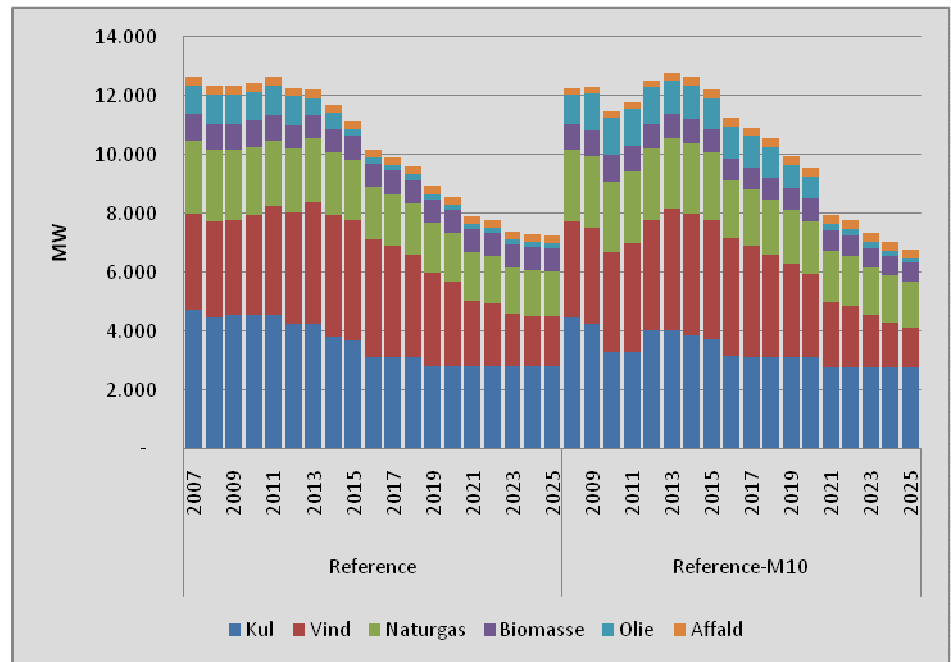
FIGUR 23: BRÆNDELSPRISER I MODELLEN MED DIFFERENTIEREDE TRANSPORT OMKOSTNINGER

FORSYNINGSKAPACITET

Modelberegningerne tager udgangspunkt i et datasæt der beskriver den eksisterende kapacitet i forsyningssektoren.

Elkapacitet i Danmark

Herunder ses hvorledes den installerede effekt (elkapacitet) er antaget at udvikle sig i simuleringen. Der er kun illustreret udviklingen i den eksogene kapacitet, som i simuleringen gradvist suppleres af endogene investeringer.



FIGUR 24: UDVIKLINGEN I EKSOGEN ELKAPACITET FORDELT PÅ ANVENDTE HOVEDBRÆNDSLER

På Figur 24 ses udviklingen i eksogen elkapacitet i de to scenarier. Nogle anlæg angives i forhold til hovedbrændsel, men kan i modellen skifte til anden brændsel, f.eks. biomasse.

REGULERING AF FORSYNINGSSEKTOREN

I Balmorel er det muligt at håndtere en bred vifte af virkemidler og reguleringer. Det er dog ikke muligt at replicere til fulde den kreativitet i sammensætningen af sektorens regulering i en lineær model.

Energi- og CO₂-afgifter

Der regnes i forsyningssektorfremskrivningen med afgifter til varmeproduktion, såkaldt energi- og CO₂-afgift.

De anvendte afgiftssatser er vist i nedenstående tabel.

Kr./GJ	Energiafgift	CO ₂ -afgift
Kul	56,3	14,5
Naturgas	56,3	8,73
Fuelolie	56,7	12,0
Gasolie	56,3	11,3
El, udover 4000 kWh/år	153	17

TABEL 2: SAMLEDE ENERGI OG CO₂-AFGIFTER I MODELLEN.

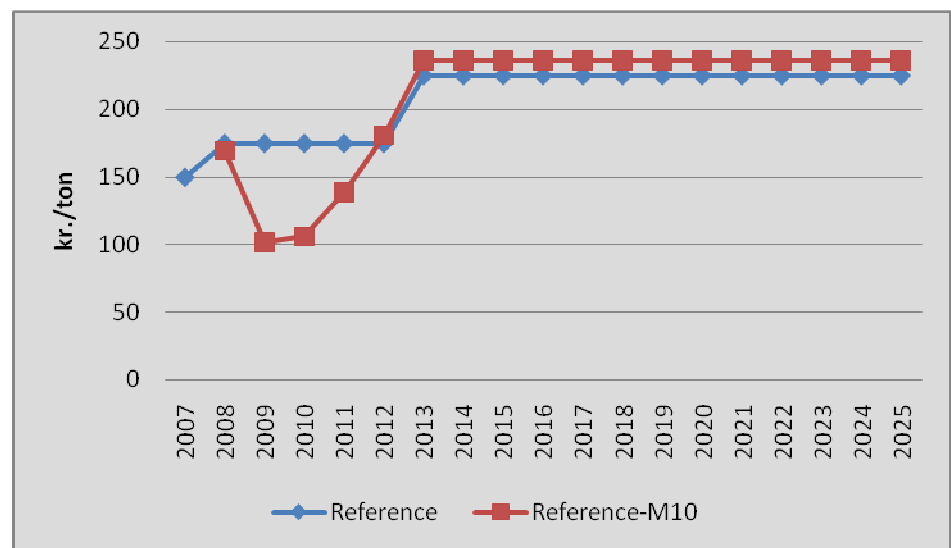


De anvendte satser er med udgangspunkt i lovforslaget om ændring af afgifter (L207), som er vedtaget. Dette betyder bl.a., at energiafgiften stiger fra det nuværende niveau med 15 pct., og at alle centrale kraftvarmeanlæg skal anvende en afgiftsmæssig varmevirkningsgrad på 125 pct.

Da el er afgiftsbelagt på forbrugssiden og varme, principielt på inputsiden, er der en vis kompleksitet i afgifterne for brændsler der indgår i kraftvarmeproduktion. Brændslet bliver administrativt inddelt i en andel gående til elproduktion og en anden gående til varmeproduktion. Fordelingen tager udgangspunkt i en såkaldt afgiftsmæssig varmevirkningsgrad. I M09 har det været antagelse at denne var 125% for alle kraftvarmeanlæg, hvilket betyder, at den energimængde der skal betales afgift af er varmeproduktionen divideret med 125%. Historisk har dette været gældende for decentrale anlæg, imens flere centrale anlæg har haft individuelle afgiftsmæssige varmevirkningsgrader.

CO₂-kvotepriser

Foruden CO₂-afgiften er hovedparten af energisektoren underlagt EU's CO₂-kvotesystem. Prisen på CO₂-kvoter antages at udvikle sig som illustreret på nedenstående diagram. Denne antagelse stammer fra Energistyrelsen.



FIGUR 25: ANTAGET UDVIKLING AF CO₂-KVOTEPRISEN

SO₂- og NO_x-afgift

Der regnes i hele forløbet med en SO₂-afgift i Sverige på 12,3 kr./kg SO₂, i Danmark på 10 kr./kg SO₂ og i Norge på 15 kr./kg SO₂. I Finland er der ingen afgift på SO₂. Der regnes i hele forløbet med en NO_x-afgift i Danmark på 5 kr./kg.

Elproduktionstilskud

I overensstemmelse med energiaftalen fra februar 2008 anvendes et elproduktionstilskud på 150 kr./MWh til el produceret på biomasse. For biogas kan der opnås fast afregningspris på 74,5 øre/kWh eller opnås et pristillæg på 40,5 øre/kWh hvis biogassen anvendes i kombination med andre brændsler. Disse to ordninger giver ækvivalente afregningspriser ved en gennemsnitspris på 34,5 øre/kWh. Da faste afregningspriser er



problematiske antages der at pristillægget på 40,5 øre/kWh gives til al biogasbaseret elproduktion.

Til små decentrale anlæg fyret med naturgas gives 10 øre/kWh i elproduktionstilskud.

Elproduktionstilskud til vindmøller

Historisk har der været adskillige forskellige støtteordninger til vindkraft på land. Nogle af disse har været baseret på det såkaldte feed-in princip men i de senere år har det været mere fashionabelt med et pristillæg ovenpå markedsprisen. Det antages at eksisterende vindmøller opnår et pristillæg på 10 øre/kWh. Dette vurderes at være gældende for langt de fleste installerede landmøller i dag, dels da dette har været ordningen fra 2005-februar 2008 (og 20 år frem), dels da det var ordningen i 2003-2003 (hvor tilskudet + markedsprisen dog ikke kunne overstige 36 øre/kWh), dels da det er ordningen som møller fra 2000-2002 går over på efter de første 22.000 fuldlasttimer, og dels da møller fra indtil udgangen af 1999 (Energistyrelsen 2009a).

Investeringsstilskud til vindmøller

Som følge af energiaftalen fra februar 2008 modtager nye vindmøller et tilskud på 25 øre/kWh i deres første 22.000 fuldlasttimer. Da disse gives i et endeligt antal fuldlasttimer, er størrelsen af det samlede tilskud givet på forhånd og kan tilbagediskonteres til installationsåret og regnes som et investeringsstilskud. Med tilbagediskontering på 6% med de 2600 fuldlasttimer på land og 4000 fuldlasttimer til havs fås:

- ❖ Landvind: 4,59 mDKK/MW
- ❖ Havvind: 4,84 mDKK/MW

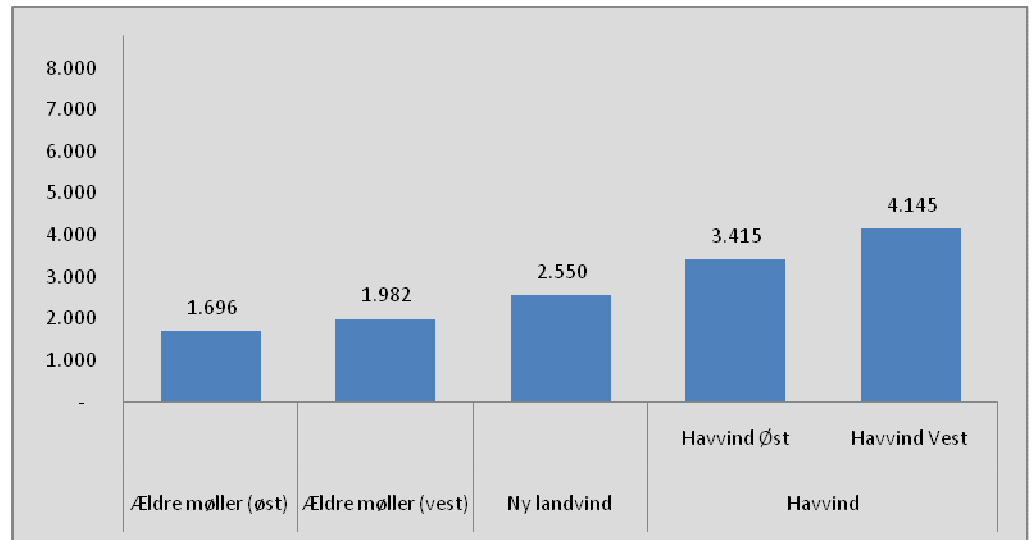
Disse tilskud er antaget ækvivalente til trods for en mindre forskel i antal af fuldlasttimer på de forskellige havmølleplaceringer. Afvigelsen ligger udelukkende hvor mange år den fremtidige tilskudsmæssige indtjening skal tilbagediskonteres.

FORUDSÆTNINGER FOR VINDKRAFT UDBYGNING

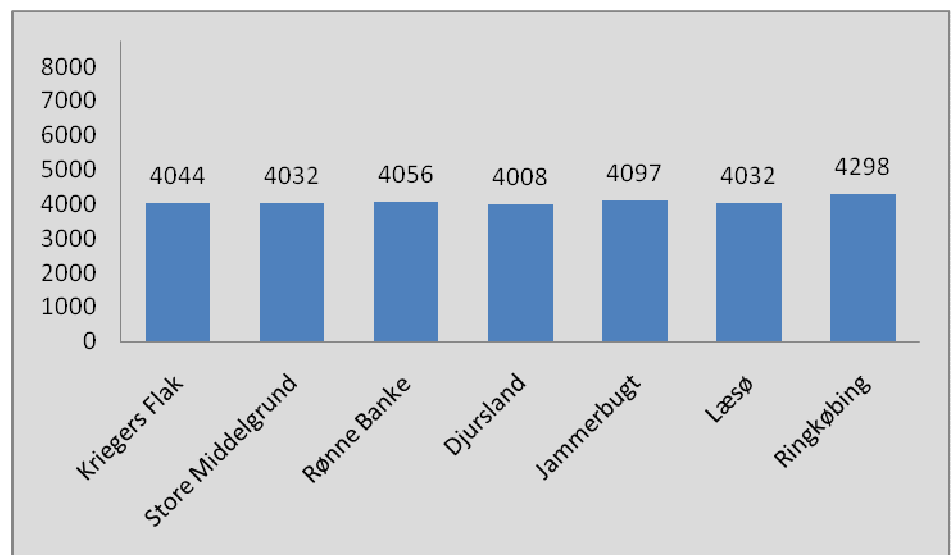
Der anvendes for vindkraft en række specifikke forudsætninger der adskiller sig fra øvrige produktionsteknologiforudsætninger.

Fuldlasttimer og profiler

Nedenstående tabel viser antallet af fuldlasttimer for vindkraft i de forskellige områder i modellen.



FIGUR 26: FULDLASTTIMER FOR LANDVIND OG EKSISTERENDE HAVVIND I DANMARK



FIGUR 27: FULLASTTIMER FOR NY HAVVIND I DANMARK

Fulldlasttimer for Norge, Sverige og Finland er baseret på den forventede elproduktion fra vind i Nordels fremskrivning (Nordel, 2007). Der skelnes ikke her mellem land- og havvind, og fulldlasttimerne må derfor opfattes som et gennemsnit mellem land og hav. Fulldlasttimer for Tyskland er baseret på den forventede elproduktion fra vind i DENA-studiet (DENA, 2005).

Profiler for vindkraftproduktion henover året er baseret på profiler fra 2001. Der er anvendt profiler fra Balmores database. Disse profiler er baseret på måledata leveret af Eltra og Elkraft System (nu Energinet.dk).

FORUDSÆTNINGER FOR TRANSMISSIONSSYSTEMET

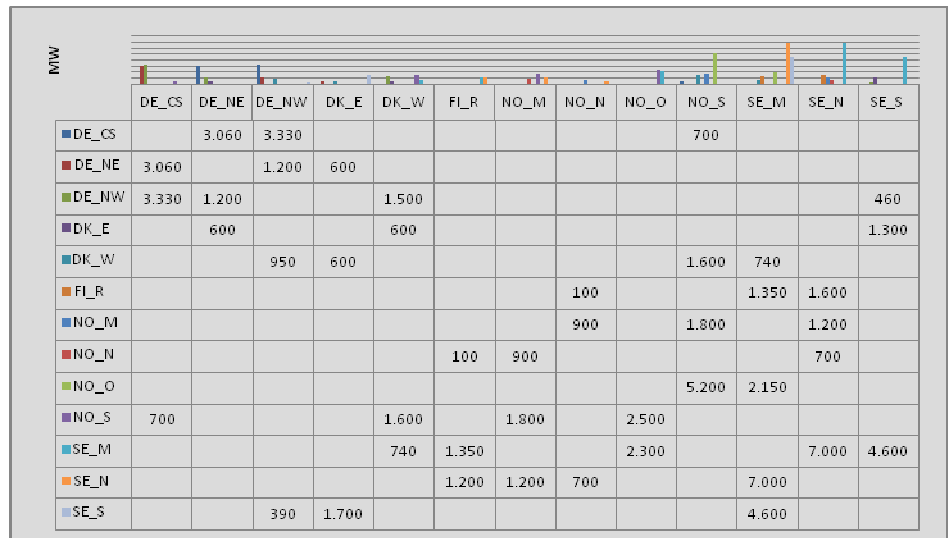


Balmorel-modellen er i projektet sat op til at omfatte de nordiske lande og Tyskland.



FIGUR 28: MODELLENS GEOGRAFISKE OMRÅDE I FREMSKRIVNINGEN.

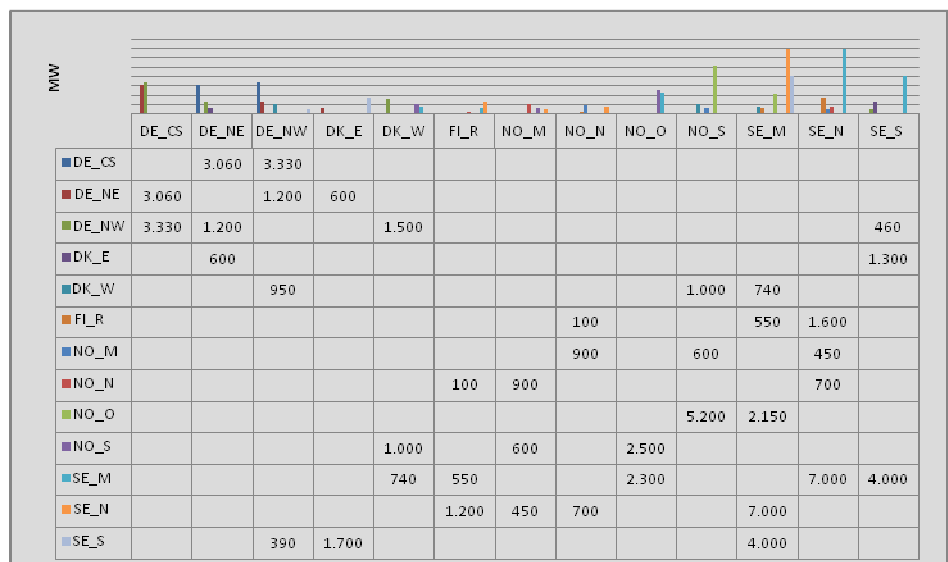
Det overordnede eltransmissionsnet er repræsenteret i modellen. Danmark er inddelt i 2 områder, Sverige i 3, Norge i 4 og Tyskland i 3. Der er ikke interne transmissionsbegrænsninger i Finland. Beregningerne tager udgangspunkt i det nordiske system som beskrevet i Balmorel databasen.



FIGUR 29: ELTRANSMISSIONSKAPACITETER I MODELLEN I 2008.

Det antages, at det nordiske transmissionsnet inden 2015 udbygges med de såkaldte prioriterede snit, som er Nordens prioriterede nye transmissionsforbindelser. Dette drejer sig blandt andet om Storebæltsforbindelsen, Skagerrak 4 og snit 4 i mellem Syd- og Midtsverige samt over Oslofjorden og til Midtsverige (Sydvestlænken).

Det tyske system tager udgangspunkt i EU projektet Wilmar's opdeling af det tyske net. Den svenske forbindelse til Polen er ikke medtaget. Da Holland ikke indgår i modellen er NordNed forbindelsen imellem Norge og Holland lagt ind som en forbindelse fra Norge syd til det centrale område i Tyskland (syd for Elbensnit).



FIGUR 30: ELTRANSMISSIONSKAPACITETER I MODELLEN I 2025.

Disse kapaciteter svarer til den maksimale effekt belastning. I praksis er kun 90% af denne kapacitet til rådighed i modellen, da de transmissionsansvarlige selskaber ofte reducerer den kapacitet der udbydes til marke-



det af forskellige årsager så som sikkerhed imod overbelastning i de bagvedliggende net.

A-KRAFT

A-kraft i Sverige og Tyskland antages nu at videreføres. Den nuværende kapacitet uprateres på kortsigt og levetidsforlænges derefter, eller erstattes af tilsvarende kapacitet ved udtjent levetid.

- ❖ Denne forudsætning for Sverige er uændret i forhold til M09.
- ❖ I Tyskland var der i M09 forudsat at værkerne blev administrativt levetidsforlænget til 40 år. Forskellen er 30 GW forudsat kapacitet i 2025. De ændrede forudsætninger begrundes med dels, at Tyskland vil have enormt svært ved at erstatte den mistede kapacitet uden en markant forøgelse af landets CO2 emissioner, og dels at den nye CDU/CSU og FDP regering forventes at afblæse afviklingen af a-kraften.

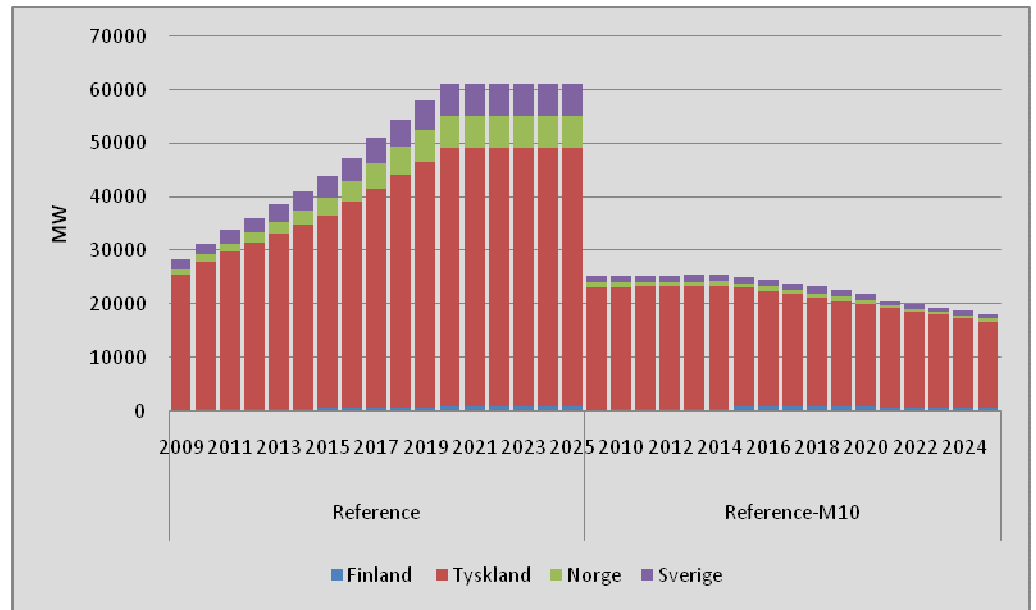
Der antages at der ikke vil etableres øvrig ny a-kraft kapacitet i Sverige og Tyskland, ligesom der ikke kan etableres a-kraft i Danmark eller Norge.

I Finland regnes fortsat med at Olkiluotos tredje reaktor på 1.600 MW vil færdiggøres, dog men forsinkelser, hvilket medfører at den i M10 først regnes med at stå færdig i 2013, imod 2010 i M09. Det antages efter at der inden for fremskrivningshorisonten kan etableres endnu én 1.600 MW reaktor, men at denne tidligst kan stå færdig i 2020.

VINDKRAFT

Da modellen ikke præcist kan repræsentere og i øvrigt fremskrive de incitamentter der vil sikre en forventelig udbygning af vindkraft i de øvrige Nordiske lande og Tyskland, er der indlagt en eksogen minimumsudbygning af vindkraft.

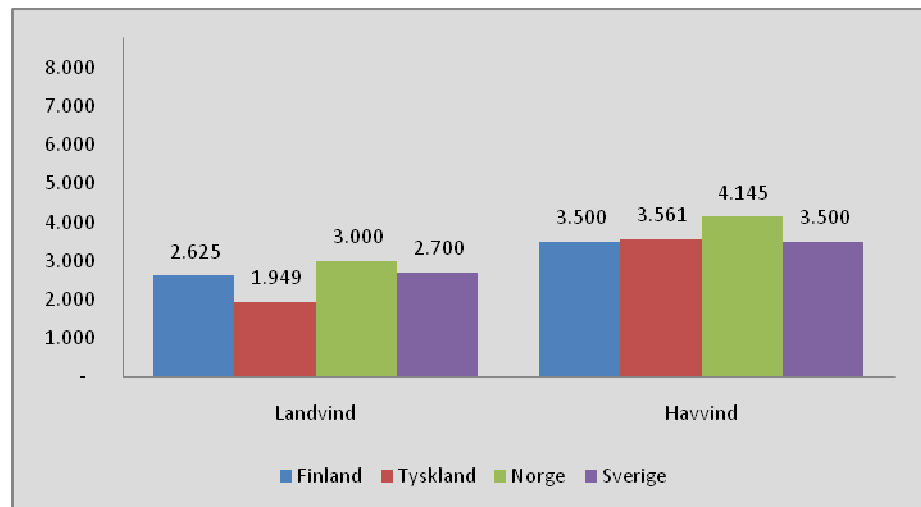
Frem mod 2025 var der i M09 antages det, en betydelige udbygning af vindkraft i det øvrige Norden og i Tyskland. Nedenstående figur viser udbygningen.



Figur 31: Eksogen udbygning af vindkraft i landene omkring Danmark.

Fulldlasttimer og profiler

Nedenstående tabel viser antallet af fulldlasttimer for vindkraft i de forskellige lande i modellen.

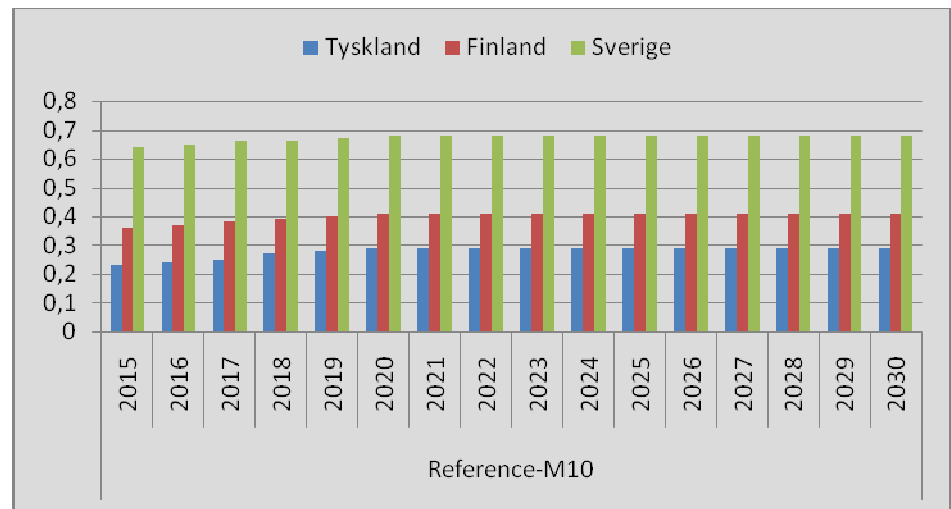


FIGUR 32: FULDLASTTIMER FOR VINDKRAFT I DET ØVRIGE NORDEN OG TYSKLAND.

Det er antaget at vindkraft i Nordsøen i Norge, Danmark og Tyskland har væsentligt højere produktion end vindkraft placeret i Østersøen.

VE-KRAVFORLØB FOR OMVERDENEN

Der er i M10 anvendt et VE kravforløb til i Sverige, Finland og Tyskland, da de konkrete tiltag i disse lande ikke er velkendte i modellen.

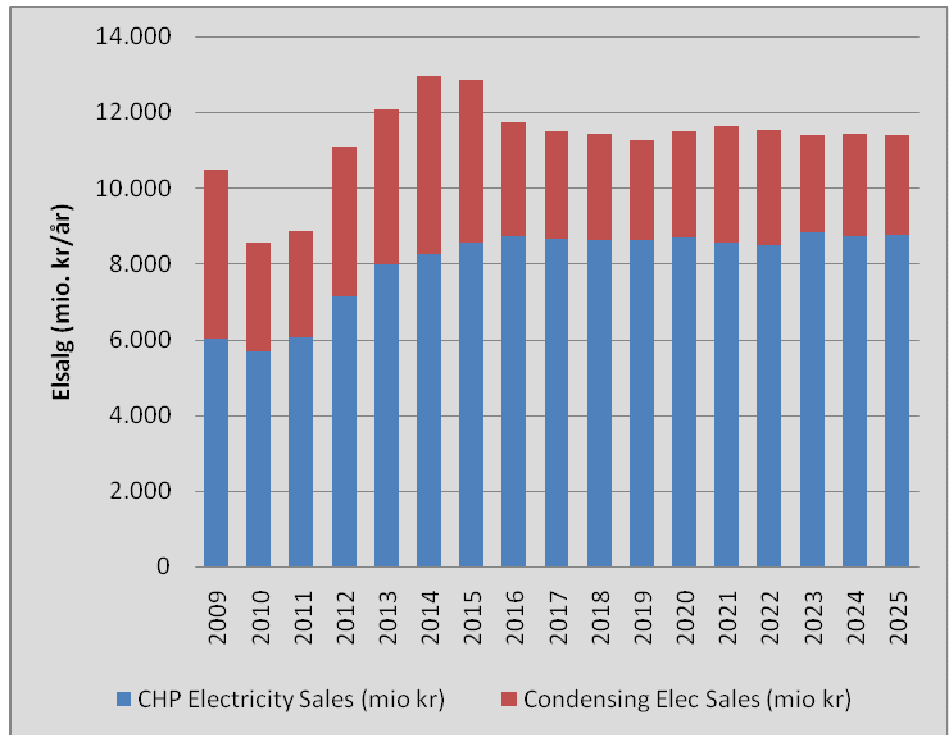


FIGUR 33: KRAV TIL ANDEL AF VEDVARENDE ENERGI DER SKAL VÆRE I INDGÅ I ELPRODUKTIONEN.

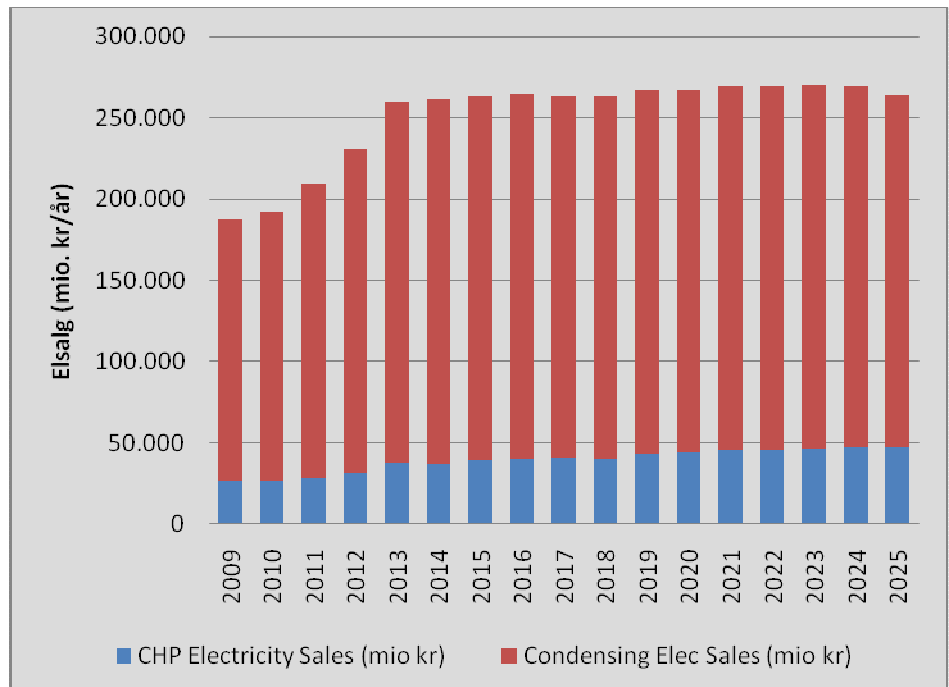
Det er antaget, at landene vil leve op til EU's målsætning om 20 % vedvarende energi 2020. EU målsætningen er opgjort i forhold til endeligt energiforbrug. Disse målsætninger omregnet til sektormålsætninger for elsektoren. Der er i den forbindelse regnet med, at stigningen i VE i elsektoren vil være 50 % større end den generelle målsætning for endeligt energiforbrug. Denne forudsætning er i overensstemmelse med de antagelser der blev anvendt i EU Kommissionens VE handlingsplan (2009).

ØKONOMI

I dette kapitel præsenteres omkostninger for de enkelte lande. Der præsenteres som hovedregel resultater for forsyningssektoren i hhv. Danmark og omverdenen.



FIGUR 34: ELSALG I DANMARK FORDELT PÅ HHV. KONDES- OG KRAFTVARME



FIGUR 35: 36: ELSALG I OMVERDENEN FORDELT PÅ HHV. KONDES- OG KRAFTVARME

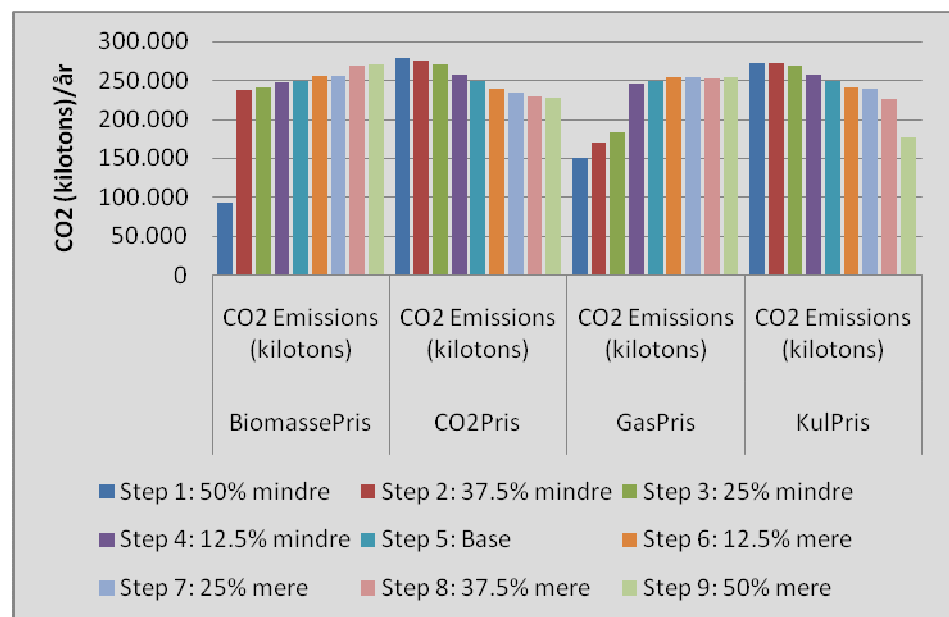


FØLSOMHEDSANALYSER

I dette kapitel præsenteres følsomhedsanalyser, hvor der ses på følgende:

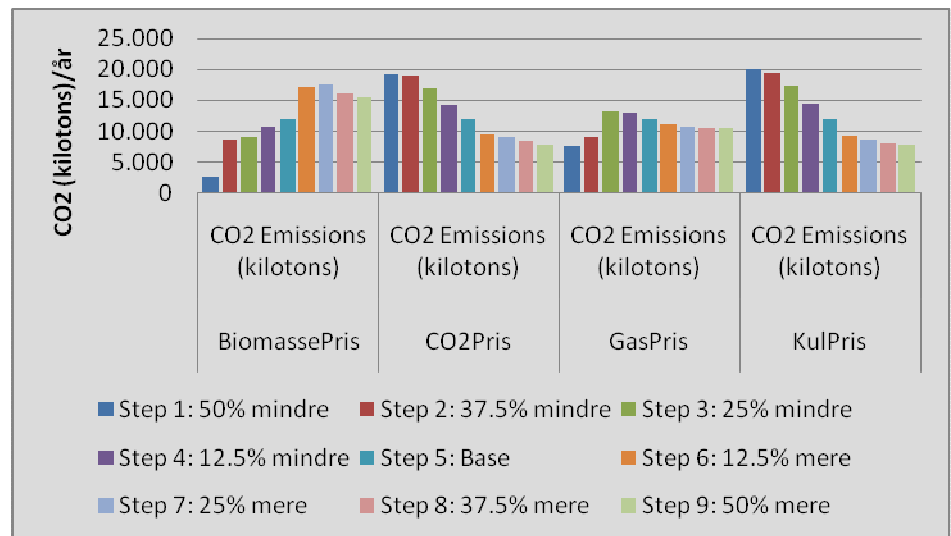
- 1) Variation i CO₂- og brændselsprisernes indvirkning på CO₂-emissionen i omverdenen og Danmark
- 2) Variation i kulprisens indvirkning på elproduktion i omverdenen og Danmark
- 3) variation i biomasseprisens indvirkning på elproduktion i omverdenen
- 4) Variation CO₂-kvote-, biomasse-, gas-, kul- og olieprisens indvirkning på elsalget i Danmark
- 5) Tilskud til VE og dets indvirknings på brændsels sammensætning i elforsyningen og elpris.

Figur 37 viser variation i CO₂ og brændselsprisens indvirkning på CO₂-emissionen i omverdenen. Specielt lav gas- og biomassepris har her en indvirkning, idet disse vil føre til udskiftning af kulbaseret produktion.



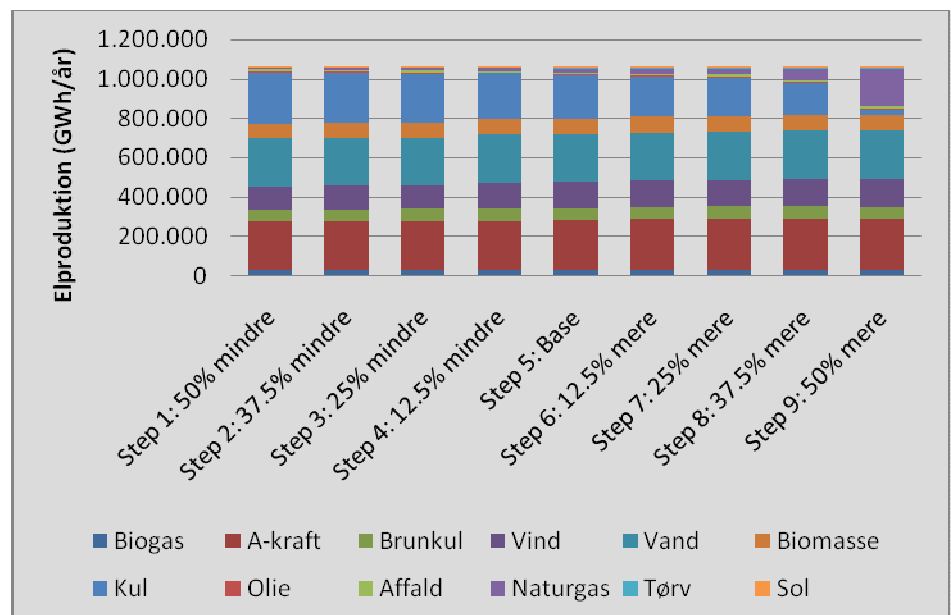
FIGUR 37: VARIATION I CO₂- OG BRÆNDELSPRISERNES INDVIRKNING PÅ CO₂-EMISSIONEN I OMVERDENEN

Figur 38 viser dansk CO₂-emission ved variation i CO₂- og brændselspriser. Lav kulpris fører til høj CO₂-emission, da de danske kraftværker i denne situation vil afbrænde kul frem for biomasse.



FIGUR 38: VARIATION I CO2- OG BRÆNDELSPRISERNES INDVIRKNING PÅ CO2-EMISSIONEN I DANMARK

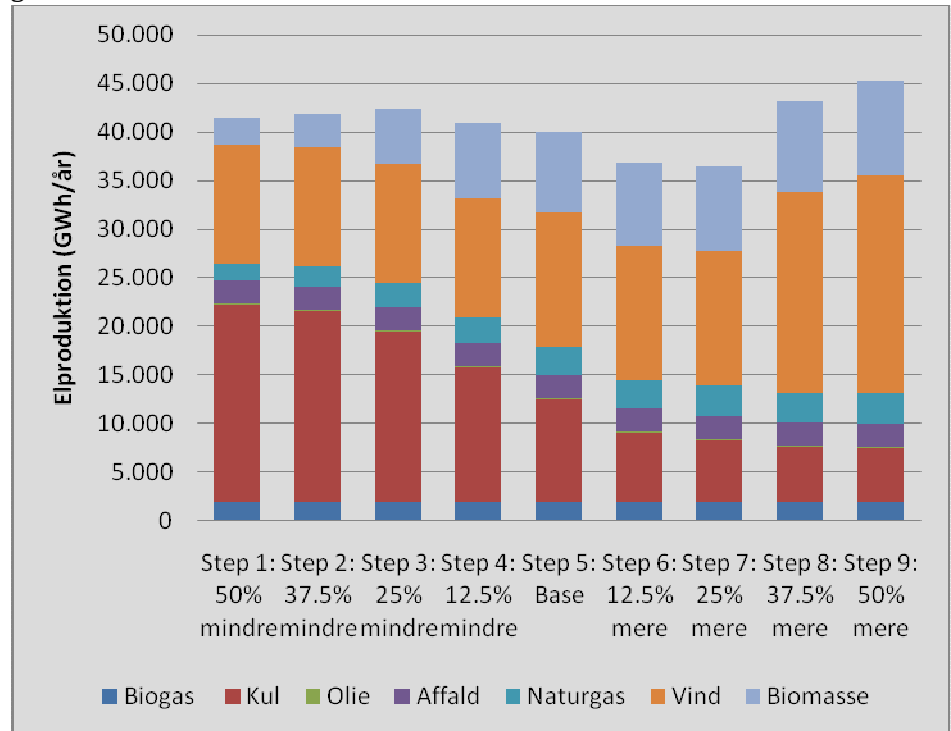
I Figur 39 ses kulprisens indvirkning i omverdenen. Det ses, at der ved høje kulpriser vil ske et skift til naturgasbaseret elproduktion, hvor hele den kulbaserede produktion udskiftes med gas. Her ud over ses det, lave kulpriser ikke har nogen markant indvirkning på omverdenens elproduktion, hvilket skyldes VE-målsætningerne.



FIGUR 39: VARIATION I KULPRIS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I OMVERDENEN

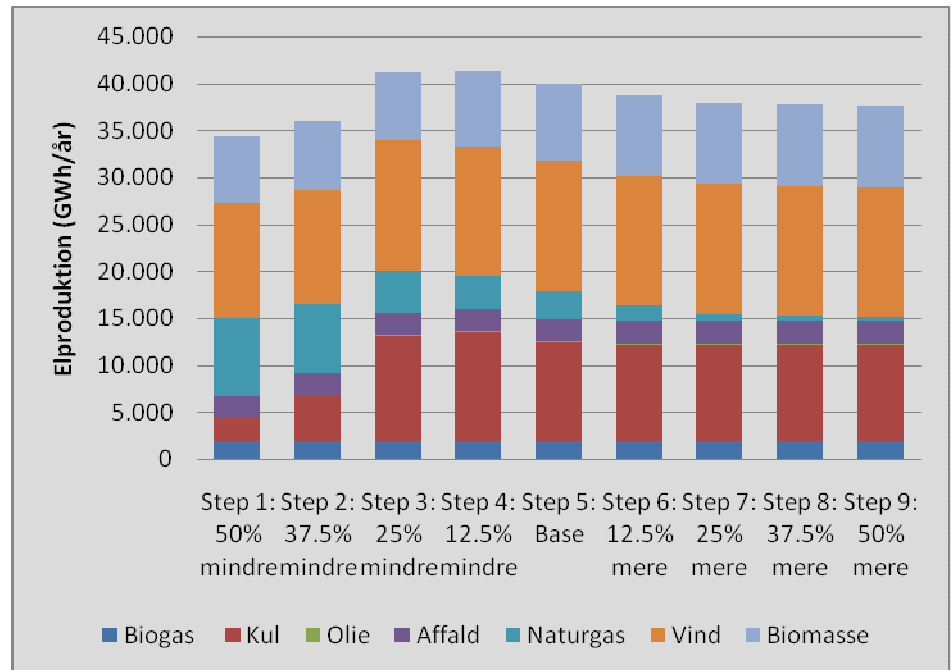


Nedenstående Figur 40 viser variation i kulprisens indvirkning på dansk elproduktion. Det ses, at der ved høje kulpriser vil ske en markant udbygning med vind. Biomassebaseret elproduktion stiger også, dog ikke så markant som vindudbygningen.



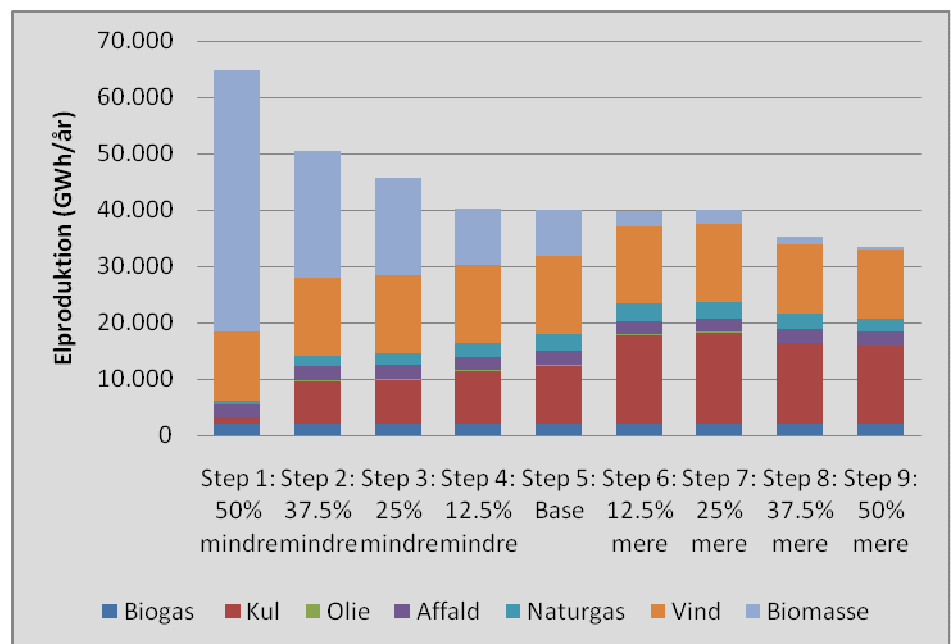
FIGUR 40: VARIATION I KULPRIS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I DANMARK

Figur 41 viser en følsomhed for Danmark, hvor gasprisen varierer. Her ses fremgår den samme indvirkning som ved kul, nemlig at gasproduktionen udskiftes med vindproduktion, for der her er et uudnyttet potentiale.



FIGUR 41: VARIATION I GASPRIS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I DANMARK

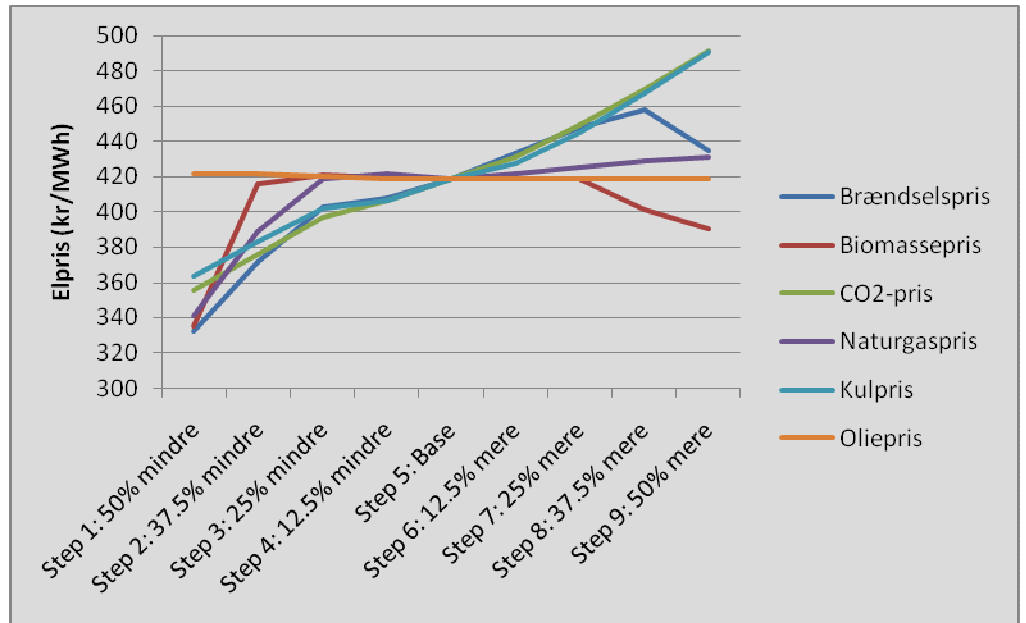
Af Figur 42 fremgår variation i biomasseprisens indvirkning på dansk elproduktion. Det ses, at der ved lave biomassepriser vil ske en markant anvendelse af denne brændselstype. Ved lave biomassepriser placeres biomasseproduktion i Danmark, da der her er afgiftsfritagelse og tilskud til denne brændselstype. En stor del af denne elproduktion eksporteres. Høje biomassepriser fører til stigende kulproduktion.



FIGUR 42: VARIATION I BIOMASSEPRIS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I DANMARK

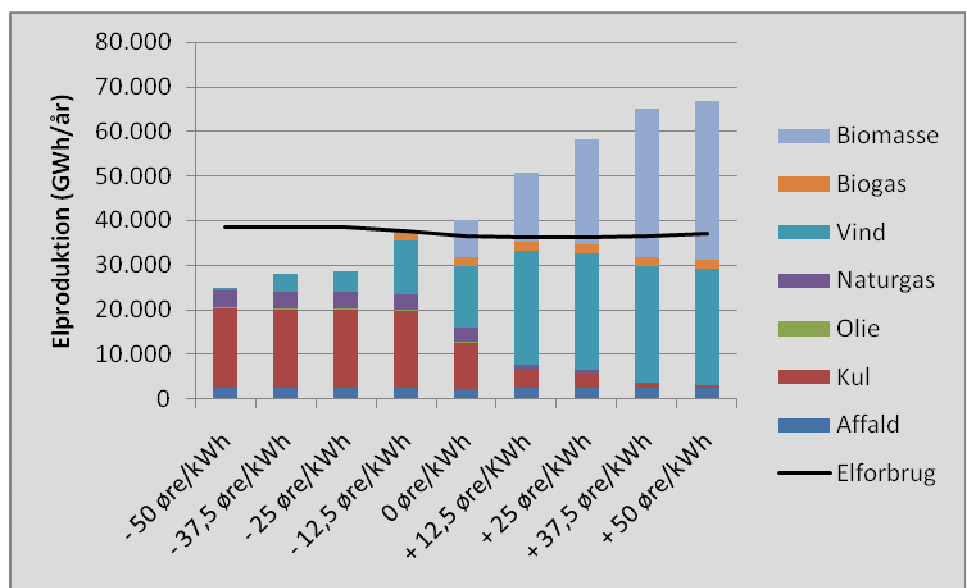


Figur 43 viser den gennemsnitlige afsætningspris for el i Danmark ved variation i brændsels- og CO₂-prisen. Det ses, at CO₂- og kulpris har direkte indvirkning, og er de styrende faktorer for elprisen. Stiger brændselspriserne samlet (rød), falder den gennemsnitlig elpris, hvilket skyldes flaskehalse mod Tyskland, hvor brændselspriserne er højere.



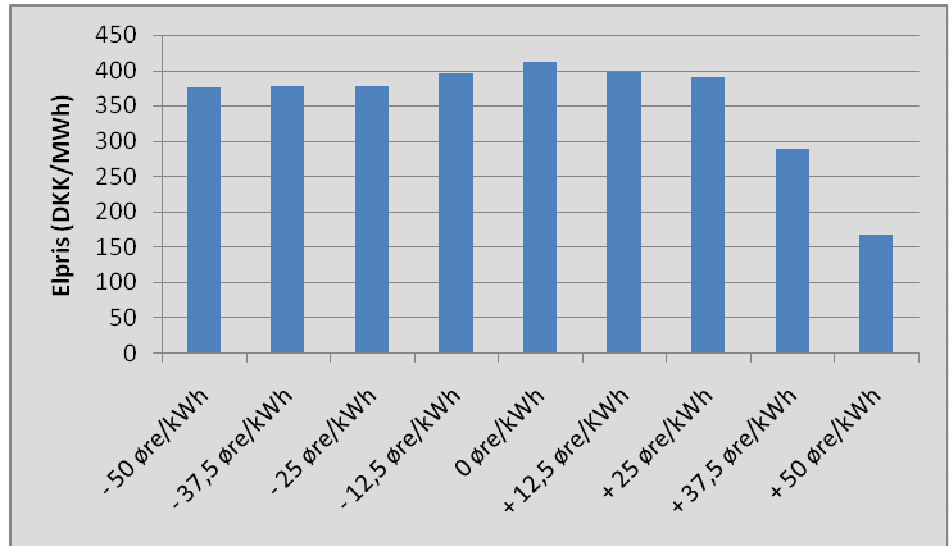
FIGUR 43: VARIATION CO₂-KVOTE-, BIOMASSE-, GAS-, KUL- OG OLIEPRISENS INDVIRKNING PÅ DEN GNS. AFSÆTNINGSPRIS AF EL I DANMARK

Nedenstående Figur 44 viser dansk elproduktion ved variation i VE-tilskud. Det fremgår, at der ved høje tilskud vil ske en kraftig biomasse- og vindudbygning. Størstedelen af denne udbygning vil eksporteres, som det fremgår af den sorte linje, der viser det danske elforbrug.



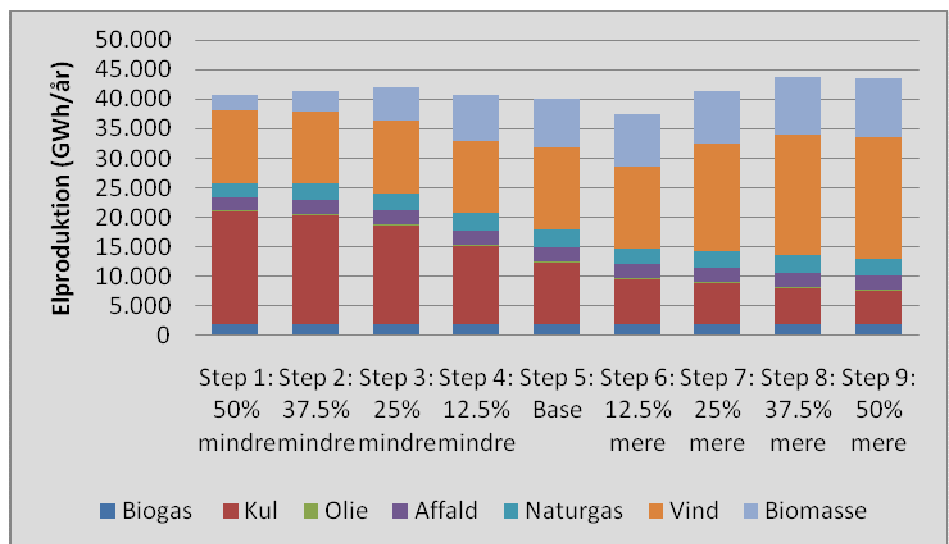
FIGUR 44: VARIATION I VE-TILSKUDS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTIONSSAMMENSÆTNING. DEN SORTE LINJE ANGIVER DET DANSKE ELFORBRUG I 2025.

Figur 45 viser elprisen i Danmark ved hhv. stigende og faldende VE-tilskud. Det ses, at et højt tilskud vil føre til lavere elpriser, da stigende vindproduktion og biomasseproduktion resulterer i lavere elpriser.



FIGUR 45: ELPRIS I DANMARK VED VARIATION I VE-TILSKUD. ELPRISEN ER BEREGNET SOM ÅRLIGT ELSALG/ELPRODUKTION.

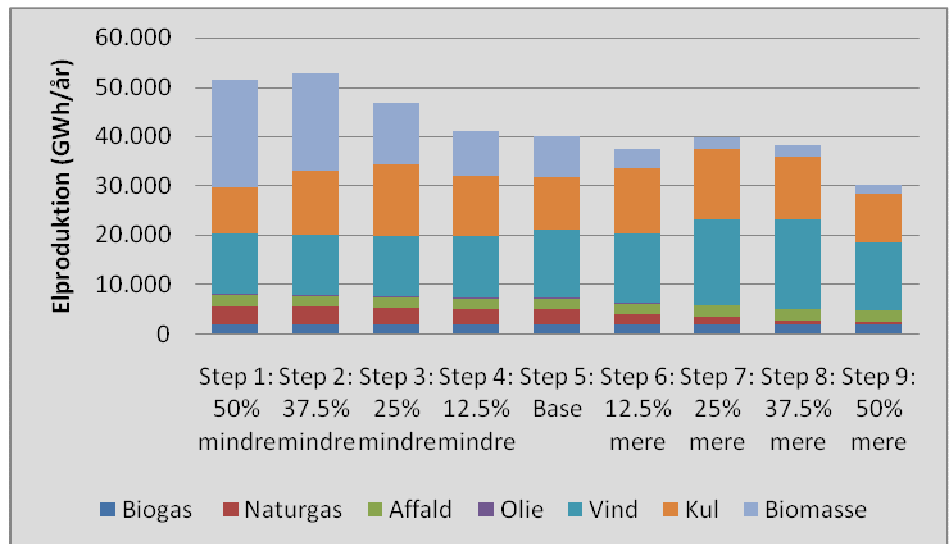
Nedenstående figur viser variation i CO₂-kvoteprisens indvirkning på dansk elproduktion. Det fremgår, at høj CO₂-kvotepris resulterer i øget biomasse- og vindproduktion, mens lav kvotepris giver øget kulproduktion.



FIGUR 46: VARIATION I CO₂-KVOTEPRISENS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I DANMARK

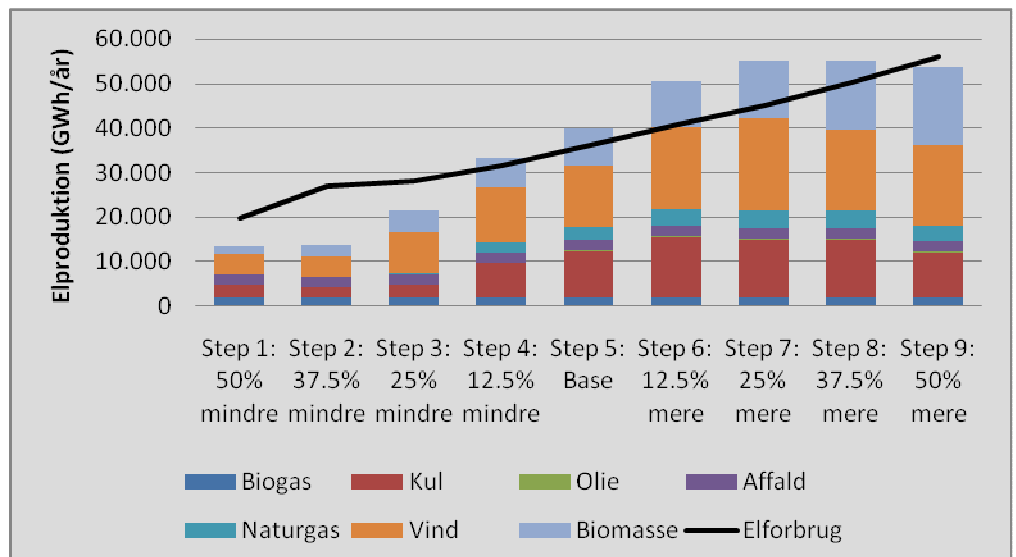


Af Figur 47 ses variation i den generelle brændselspris indvirkning på dansk elproduktion. Det ses, at lave brændselspriser resulterer i en markant stigning af biomassebaseret elproduktion. Stigende brændselspriser fører til øget vindproduktion.



FIGUR 47: VARIATION I BRÆNDELSPRISERS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I DANMARK

Elforbruget har, som det ses af nedenstående Figur 48 indvirkning på elproduktion i Danmark. Lavere forbrug resulterer i reduceret kul- og gasproduktion, mens øget forbrug, som tidligere beskrevet, resulterer i øget vind- og biomasseproduktion. Den sorte linje viser elforbrugets udvikling. Stiger forbruget 50% vil der ske en import af el.



FIGUR 48: VARIATION I ELFORBUGS INDVIRKNING PÅ ELPRODUKTION I DANMARK



REFERENCER

Energistyrelsen (2009a), Oversigt over afregningsreglerne og støttemuligheder.

EU Kommissionens VE handlingsplan (2009), http://www.europa-kommissionen.dk/upload/application/89eba319/03_renewable_energy_roadmap_en.pdf (2009-02-04), se s. 11.