

Energiscenarier

Energiscenarier
frem mod 2020,
2035 og 2050

2020

2035

2050

Indhold

1. Resumé	4
2. Indledning	12
3. VE-potentiale på lang sigt	14
4. Scenarier til 2035 og 2050	18
5. Teknologidata	22
6. Forbrugsmodellen	26
7. Energibalancemodellen EBM	30
8. Brændselspriser og elpris	32
9. Energinettene	36
10. Kapaciteter i 2050 og 2035	40
11. Resultater af hovedscenarierne for 2050	60
12. Overgangen fra i dag til 2050	84
13. Følsomhedsanalyser	94
14. Ordliste og anvendte forkortelser	102



1. Resumé

1. Resumé

Papiret beskriver fire scenarier for Danmarks fremtidige energiforsyning i perioden frem mod 2050.

Ved scenarier forstås i denne sammenhæng teknisk konsistente modeller eller billeder af den fremtidige energiforsyning i Danmark inkl. transport, der overholder givne politiske målsætninger. Da hele systemet er med i scenarierne, belyses også relationen mellem energisystemets delsektorer. Herigennem søges sikret en sammenhæng mellem de enkelte sektoranalyser m.h.t. ressourceanvendelse og energiomsætning.

Scenarierne overholder alle den fossilfrie vision i 2050 samt regeringens mål om fossilfri el og varme i 2035. Desuden belyses et scenarie med anvendelse af fossil energi. Scenarierne har til formål at belyse spillerummet for den fremtidige danske energiforsyning og danner en fælles ramme om de analyser, der blev igangsat med energiaftalen fra 22. marts 2012.

Scenarierne skal belyse de tekniske muligheder for at "konstruere" fremtidens danske energisystem under givne præmisser og anskueliggøre, hvilke udfordringer overgangen til fossilfrihed indebærer, samt hvad der er de kritiske parametre. Herudover kan scenarierne bidrage til at kaste lys over, hvornår vigtige valg skal træffes.

Scenarierne skal ikke forstås som detaljerede prognoser eller "facitlister" for, hvordan fremtidens energisystem kommer til at se ud eller bør se ud. Desuden er der ikke taget stilling til, hvilke virkemidler der skal til for at realisere scenarierne.

Nettoenergiforbruget i scenarierne er beregnet på en forbrugsmodel, der modellerer energiforbruget i 2035 og 2050 fordelt på energikvaliteter ved tre forskellige niveauer af energibesparelser (moderate, store besparelser og ekstra store besparelser). Der medregnes el, fjernvarme, procesvarme, individuel opvarmning og transportenergi (inkl. al flytrafik og indenlandsk skibstrafik). Olie- og gasindvindings-

sektoren holdes uden for analyserne. Der er forudsat samme energitjenesteniveau i alle scenarier, dvs. der indgår samme produktion fra erhvervene, samme opvarmede boligareal, samme trafikarbejde osv. Dermed er det også implicit antaget, at teknologierne, der varierer mellem scenarier, er perfekte substitutter, fx at en elbil leverer samme brugsværdi som en bil med forbrændingsmotor.

Energiproduktionen i scenarierne er gennemregnet på en timesimuleringsmodel, hvormed de nødvendige kapaciteter og det årlige brændselsforbrug bestemmes. På baggrund af timesimuleringen er omkostningerne til drift og vedligehold af de opstillede energisystemer opgjort. I opgørelsen af omkostningerne indgår annuierede investeringsomkostninger, hvor teknologidata tages fra de nyeste teknologikataloger, hvori der indgår vurderinger af den forventede teknologiudvikling frem mod 2050. Brændselsprisudviklingen antages at være i overensstemmelse med de tre scenarier i World Energy Outlook 2013 (Current Policies Scenario, New Policies Scenario, 450 Scenario).

Beskrivelse af scenarierne:

- › Vindscenariet designes til et bioenergiforbrug, der nogenlunde svarer til, hvad Danmark selv kan levere, dvs. ca. 250 PJ. Det betyder ikke, at bioenergien nødvendigvis er dansk – men at den kan leveres fra Danmark. Det kræver en massiv elektrificering i transport, industri og fjernvarme og en kraftig udbygning med havmøller. For at holde bioenergiforbruget nede anvendes brint til opgradering af biomasse og biogas, så den rækker længere.
- › Biomassescenariet designes til et årligt bioenergiforbrug omkring 450 PJ. Det indebærer en vis netto-biomasseimport i normale år (omkring 200 PJ). Ingen brint.
- › Bio+ scenariet indebærer et brændselsbaseret system, der minder om det, vi har i dag. Blot

erstattes kul, olie og naturgas med bioenergi. Brændselsforbruget bliver godt 700 PJ. Ingen brint.

- › Brintscenariet designes til et meget lille bioenergiforbrug (under 200 PJ). Det indebærer betydelig anvendelse af brint og en del mere vindkraft end i vindscenariet.

- › Det fossile scenarie beskriver en teoretisk situation, hvor fossile brændsler anvendes, og hvor der ses bort fra alle målsætninger. Det fossile scenarie illustrerer et alternativ, hvor hovedfokus er lavest mulige omkostninger.

Tabel 1.1 sammenfatter hovedtallene fra de fire scenarier i 2050, og tabel 1.2 viser de tilsvarende tal for 2035. Brændselsforbruget er inkl. eventuelle biomasse-konverteringstab i udlandet.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Brændselsforbrug	255 PJ	443 PJ	710 PJ	192 PJ	483 PJ
Selvforsyningsgrad	104 %	79 %	58 %	116 %	(*)
Bruttoenergiforbrug	575 PJ	590 PJ	674 PJ	562 PJ	546 PJ

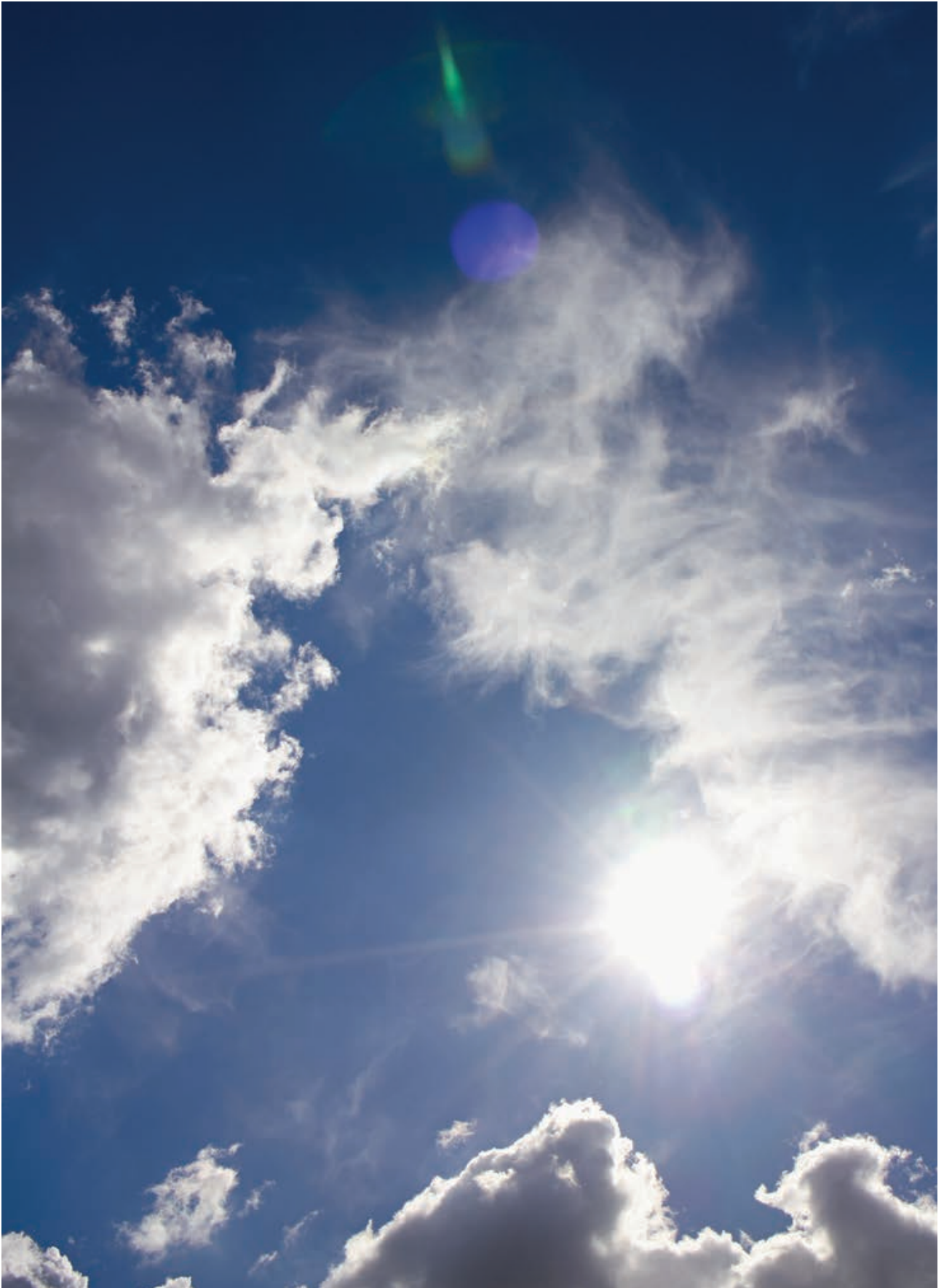
Tabel 1.1. Hovedtal fra scenarieberegningerne for 2050. (*) afhænger af dansk fossil produktion 2050.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Brændselsforbrug	458 PJ	526 PJ	631 PJ	443 PJ	680 PJ
Selvforsyningsgrad	74 %	68 %	57 %	77 %	(*)
Bruttoenergiforbrug	594 PJ	606 PJ	634 PJ	590 PJ	653 PJ

Tabel 1.2. Hovedtal fra scenarieberegningerne for 2035. (*) afhænger af dansk fossil produktion 2035.

Af hovedkonklusioner fra scenarieanalyserne kan fremhæves:

- › Det er teknisk muligt at konstruere forskellige energisystemer, der opfylder visionen om fossilfrihed. Teknologierne findes allerede i dag, omend nogle skal videreudvikles m.h.t. pris, effektivitet eller ydeevne.
- › Bioenergi er en begrænset ressource. Da Danmark er et lille land, er der en valgmulighed m.h.t., om man vil regulere med henblik på at skabe et brændselsbaseret system med stor import af biomasse eller et elbaseret system med begrænset bioenergianvendelse på et niveau omkring, hvad Danmark selv kan levere. Med 2050 som målår for fossilfrihed skal dette valg formentlig træffes kort efter 2020, da de store nødvendige omstillinger, blandt andet udbygning af vindkraft, tager tid. Valget beror især på, hvilken grad af brændselsforsyningsikkerhed man ønsker.
- › Et vindbaseret system kan godt i et vist omfang anvende mere bioenergi, end det er designet til, hvis f.eks. biomassepriserne et år er lave. Et brændselsbaseret system kan også i et vist omfang anvende mindre bioenergi, end det er designet til, hvis f.eks. biomassepriserne et år er høje. Der er således en vis fleksibilitet m.h.t. at reagere på skiftende priser. Men man kan ikke fra det ene år til det andet skifte fra at være brændselsbaseret til at være vindbaseret (eller omvendt).
- › Et vindbaseret, gennemelektrificeret system vil have god brændselsforsyningsikkerhed – men vil være udfordret på elforsyningsikkerheden, mens et bioenergi-baseret system vil være udfordret på brændselsforsyningsikkerheden. Elforsyningsikkerheden i et vindbaseret system kan sikres ved en kombination af investeringsbillige, hurtigt regulerende gasmotorer/-turbiner, som ikke får ret meget driftstid, og øget kapacitet til udlandet. Scenarierne er udformet, så de opfylder samme krav til elforsyningsikkerheden. Brændselsforsyningsikkerheden i et bioenergi-baseret system kan sikres ved at lave et system, der kan skifte til fossile brændsler, hvis forsyningen med bioenergi svinger, eller biomasse bliver meget dyrt. En sådan strategi opfylder i sagens natur ikke den fossilfrie vision.
- › Med de anvendte forudsætninger viser beregningerne omkostninger omkring 136-159 mia. kr. ekskl. afgifter i 2050 ved at have en fossilfri energiforsyning, heraf omkring halvdelen til transport. Beløbet omfatter investeringer, driftsomkostninger, brændsel (herunder distribution), CO₂, omkostninger til energibesparelser, drivsystemer til enhver form for transport, energiproduktionsanlæg i el, fjernvarme, proces og individuel opvarmning. Omkostningerne ved et scenarie er beregnet "bottom up" som summen af annuierede investeringer ved 4 pct. rente, driftsomkostninger og brændselsomkostninger.
- › De årlige omkostninger i det fossile scenarie i 2050 er ca. 6 mia. kr. lavere (ca. 5 pct.) end det billigste fossilfrie scenarie og ca. 29 mia. kr. lavere (ca. 20 pct.) end det dyreste fossilfrie scenarie (ved en CO₂-pris på 245 kr./ton). Det skyldes især forudsætningen om en kulpris på et væsentligt lavere niveau end alle andre brændsler. Især ligger der store omkostninger i frembringelse af biogas og opgradering af denne i alle de fossilfrie scenarier. En stor del af omkostningerne i de fire fossilfrie scenarier og det fossile scenarie er fælles. Det gælder f.eks. omkostninger til besparelser, affaldsforbrænding, fjernvarmenet, gasnet samt andele af elnetomkostningerne, drivsystemer til transport, vindkraften, og de øvrige energianlæg.
- › Det gælder alle omkostningsberegninger, at de er forbundet med betydelig usikkerhed, idet fremtidige brændselspriser, elpriser og teknologiomkostninger, herunder omkostninger ved energibesparelser, er meget usikre. Af teknolo-



gikatalogerne fremgår typisk en forventning om, at VE-teknologier falder i pris på lang sigt relativt til fossile teknologier. Ekstraomkostningerne pr. enhed VE forventes derfor at være højere på mellemlang sigt (2020-2035) end på lang sigt (2035-2050). Til gengæld vil der være et mindre samlet volumen af VE på kort og mellemlang sigt end på lang sigt.

- › Omkostninger er beregnet i faste priser niveau 2011-12 uden afgifter og tilskud. Scenarieberegningerne tager ikke stilling til, hvilke virkemidler (afgifter, tilskud og regler), der vil være nødvendige for at realisere omstilling til fossilfrihed. Der indgår således ikke virkemiddelomkostninger, skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor. Der indgår heller ikke eventuelle strukturelle ændringer i energiefterspørgslen og omkostningerne herved ved overgang til fossilfrihed, jf. den overordnede præmis om uændret energitjenesteniveau på tværs af scenarierne.
- › Vindkraft har med de anvendte teknologiforudsætninger relativt lave produktionsomkostninger pr. kWh i 2035 og 2050. Vindscenariet har alligevel lidt højere samlede omkostninger end biomassescenariet. Dette skyldes afledte omkostninger ved en stor vindudbygning: ekstra netomkostninger, reservekapacitet ved lav vind samt den omstændighed, at eksportprisen for el ved høj vindproduktion må forventes at være lavere end gennemsnittet, og importprisen for el ved lav vindproduktion må forventes at være højere end gennemsnittet. Der skal dog ikke mere end en prisstigning på 35 pct. på biomasse til, før vind- og biomassescenarierne er ligeværdige. Ligeledes vil en halvering af elnetomkostningerne gøre vind- og biomassescenarierne ligeværdige.
- › Brændselsprisfølsomheden er mindst i vind- og brintscenariet og størst i biomasse- og bio+ scenarierne. Bio+ scenariet er særlig følsomt for prisen på importerede biobrændsler.
- › Med de anvendte teknologiforudsætninger er det økonomisk fordelagtigt at anvende elbiler og at bygge mere vindkraft i et vist omfang. Dette er derfor også lagt ind i det fossile scenarie. Fremkomsten af elbiler senest omkring 2030, der kan opfylde nogenlunde de samme kørselsbehov som traditionelle biler med hensyn til rækkevidde m.m., er en central forudsætning for scenarierne undtagen bio+ scenariet. Udeladelsen af elbiler fra bio+ scenariet er sammen med de anvendte teknologiforudsætninger en væsentlig årsag til, at dette scenarie har de højeste omkostninger af de opstillede.
- › En fossilfri transportsektor lægger beslag på meget store mængder af bioenergi i 2050. Dette kan imødegås f.s.v.a. persontransport, en del af varetransporten, togtransport m.m. ved at konvertere til el og i nogen grad gas (SNG). Dette vil kræve etablering af infrastruktur og omlægning af bilparken. Denne omstilling kan ikke påbegyndes i 2049, men må påbegyndes før 2035 af hensyn til teknisk levetid af køretøjer, teknologisk udvikling, jævn fordeling af investeringer m.m.
- › For omlægningen til VE i procesvarme gælder noget tilsvarende som for transport. Her er det dog ikke så meget et spørgsmål om infrastruktur men om etablering af anlæg baseret på biomasse og el.
- › Brændstoffabrikker til at producere det bio-brændstof, der skal drive fly, lastbiler m.m. kan være placeret i Danmark eller i udlandet. Hvis biobrændstof i væsentligt omfang produceres i Danmark, er der en potentielt stor mængde overskudsvarme, man kan vælge at udnytte. Vælges det at importere biobrændstof, har man ikke denne mulighed. Der er ikke lavet vurderinger af konkurrenceforholdet for dansk biobrændstofproduktion sammenlignet med im-

port, der udover muligheder for varmeafsætning kan afhænge af bl.a. regionale forskelle i elpriser og biomassepriser. Opbygning af infrastruktur til biobrændstoffabrikker skal, hvis dansk biobrændstofproduktion vælges, også påbegyndes i god tid inden 2050, og timingen af disse vil have stor betydning for el- og fjernvarmesystemets udformning. Der er dog ikke behov for at træffe beslutning herom på denne side af 2020.

- › I vindscenariet og brintscenariet skal der ske en massiv elektrificering af energisystemet. Dette kræver udbygning af elnettet, både på produktionssiden og i forbrugsleddet. En del af udbygningen består af enheder, der kan stabilisere spænding, frekvens m.v., idet elproduktionen alt overvejende vil bestå af vindkraft. Det samme gælder i mindre omfang biomassescenariet, mens elnettet i bio+ scenariet minder om det, vi har i dag.
 - › Vindkraftkapaciteten i vindscenariet skal udbygges med i gennemsnit, hvad der svarer til en 400 MW havmøllepark om året fra 2020 til 2050. Hertil kommer erstatningsbyggeri for udtjente vindmøller. I brintscenariet skal udbygningen gå endnu stærkere. I biomassescenariet er udbygningshastigheden omkring en 400 MW park hvert tredje år.
 - › Mængden af (syntetisk) naturgas er i scenarierne i 2050 begrænset til, hvad der kan leveres fra biogasanlæggene, evt. opgraderet med brint. Det betyder, at anvendelsen af gas må målrettes de anvendelser, hvor den gør størst nytte: transport, industri og hurtigt regulerende elproduktionsanlæg. Gasnettet og gaslagrene vil formentlig være en hensigtsmæssig infrastruktur også i 2050 til transport af brændsel og sikring af forsyningssikkerhed. Yderligere gasmængder vil forekomme som mellemprodukter i brændstoffabrikker, men disse kommer ikke nødven-
- › digvis ud på gasnettet. Naturgas vil evt. kunne anvendes som "buffer" i tilfælde af f.eks. dårlige vindår eller tørår. En sådan buffer vil være nødvendig af hensyn til forsyningssikkerheden. Man kunne evt. indkøbe ekstra SNG på markedet (hvis det handles til den tid). SNG er dog ca. dobbelt så dyrt som naturgas. Anvendelse af ekstra naturgas kunne evt. kompenseres ved ekstra fossilfri produktion på f.eks. vind.
 - › Der er i alle scenarier regnet med "store" energibesparelser. En følsomhedsberegning indikerer, at ekstra store energibesparelser vil medføre en stigning i de samlede omkostninger i vindscenariet. Der er dog stor usikkerhed på omkostningerne ved besparelser. Hvis disse bliver 1/3 billigere end forudsat, bliver der ligeværdighed mellem store og ekstra store besparelser.
 - › Der er i alle scenarier (ikke det fossile) regnet med 2000 MW solceller i 2050. Der er op til et vist punkt en systemfordel ved at blande sol og vind på grund af forskellige produktionsprofiler. En følsomhedsberegning tyder dog på, at øgning af solcellekapaciteten vil medføre en stigning i de samlede omkostninger, fordi de ekstra investeringsomkostninger ved solceller ikke helt opvejes af systemfordelen. Hvis solcellerne bliver 30 pct. billigere end forudsat i 2050 (hvor der i forvejen forudsættes at ske mere end en halvering af prisen i forhold til i dag), kan solcellekapaciteten dog øges noget uden ekstraomkostninger.
 - › Varmelagring indgår i vidt omfang i scenarierne. Varmelagrene spiller en vigtig rolle i det intelligente elsystem til indpasning af vindkraft. El-lagring i Danmark indgår ikke. Det er foreløbig vurderet, at brug af elmarkedet (vandkraftlagre i udlandet) samt fleksible elforbrug er billigere.

Scenarierne og særligt de skønnede omkostningsniveauer er behæftet med en lang række usikkerheder. I dag kræves meget betydelige tilskud, hvis VE i større omfang skal erstatte fossil energi. I scenarierne forudsættes imidlertid, at prisen på VE falder markant i forhold til fossil teknologi. For visse VE-teknologier forudsættes prisfaldet at være så stort, så de i sig selv – dvs. selv uden støtte – er konkurrencedygtige.

Hvis et sådan forløb realiseres, så vil omstillingen være relativt billig, kræve færre (eller, såfremt den relative forbedring af VE teknologi bliver endnu mere markant end forudsat, slet ingen) tilskud og afgiftsbegunstigelser og i hvert fald på nogle områder ske af sig selv.

Hvis omvendt VE ikke bliver markant mere konkurrencedygtig i forhold til fossiler, så forudsætter omstillingen betydelige tilskud og afgiftsbegunstigelser og bliver (potentielt langt) dyrere samfundsøkonomisk.

Der er stor sikkerhed for, at der vil finde betydelige forbedringer af energiteknologien sted. Det gælder fossil energi såvel som VE. Generelt vil bedre teknologi trække i retning af, at en given energiforsyning bliver billigere, mens omkostningerne til omstilling fra fossiler til VE afhænger af de relative omkostningsniveauer ved fossiler over for VE. De i rapporten beregnede omkostningsskøn forudsætter som nævnt, at de aktuelle meromkostninger ved VE i høj grad bortfalder.

Der knytter sig også betydelig usikkerhed til udviklingen i den relative konkurrenceevne på tværs af VE-teknologier, herunder fordi nogle ikke er i kommerciel drift i større skala i dag (f.eks. biobrændstof, brint), mens andre er (f.eks. vindmøller). Derfor er der også betydelig usikkerhed om forskellen i omkostninger på tværs af scenarierne, selvom der er en række fælles elementer i forsyningssystemet.

På nogle områder – f.eks. elbiler – afhænger omkostningerne ved at indføre VE i Danmark af den teknologiske udvikling på globalt plan. Hvis eksempelvis elbiler, som det forudsættes, bliver økonomisk konkurrencedygtige set fra forbrugernes synsvinkel, så må det forventes, at de generelt udbredes på globalt plan. Det vil alt andet lige gøre anvendelse af elbiler i Danmark markant billigere. Men samtidig vil den globale pris på fossile brændstoffer falde, fordi disse overvejende bruges i transport sektoren. Lavere priser på fossiler trækker isoleret set i retning af øgede meromkostninger ved at lade VE erstatte den nuværende energiforsyning.

De beregnede omkostningsskøn, herunder forskellene mellem scenarierne, skal fortolkes i lyset af disse betydelige usikkerheder ved de bagvedliggende forudsætninger.



2. Indledning

2. Indledning

Energiaftalen af 22. marts 2012 igangsatte en række analyser, herunder en elanalyse, en fjernvarmeanalyse, en gasanalyse, en bioenergianalyse og en overskudsvarmeanalyse. Disse analyser belyser forskellige aspekter af overgangen til fossil uafhængighed. Som baggrund for analyserne vurderedes det som formålstjenligt at operere med så vidt muligt fælles forudsætninger og fælles scenarier for det fremtidige energisystem.

Regeringsgrundlaget¹ lægger op til, at Danmark er 100 pct. forsynet af vedvarende energi i 2050; el- og varmforsyningen allerede i 2035. Kul i kraftværker samt oliefyr udfases i 2030. Drivhusgasudledningen i 2020 skal reduceres med 40 pct. i forhold til 1990. Halvdelen af det klassiske elforbrug skal komme fra vind i 2020.

Det forrige regeringsgrundlag² lagde op til 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler på lang sigt. Efter Klimakommissionens arbejde var det formodningen, at "lang sigt" var omkring 2050. Den forrige regering lagde desuden op til 30 pct. vedvarende energi i 2025, herunder mere biomasse og affald på de centrale værker og 50 pct. udnyttelse af husdyrgødning til grøn energi 2020.

I Energiaftalen fra marts 2012 er en række målsætninger for 2020 blevet konkretiseret i initiativer: Der udbygges med 1000 MW havvind og 500 MW kystnære møller. Herudover forventes en stigning i elproduktionen fra landmøller som følge af udskiftning af gamle møller med nye og mere effektive møller. Vindudbygningen forventes at medføre, at omkring halvdelen af Danmarks klassiske elforbrug kommer fra vind i 2020. Der sikres 10 pct. iblanding af biobrændstoffer i benzin i 2020. Energiaftalen in-

deholder en række incitamenter til yderligere vedvarende energi samt kvantitative målsætninger og initiativer på bespareelsesområdet. Konsekvenserne af energiaftalen er indregnet i Energistyrelsens basisfremskrivning fra 2012³.

EU-landene har i 2008 tilsluttet sig målsætningen, der er formuleret af FN's klimapanel, om at reducere de globale udledninger af drivhusgasser med 80-95 pct. inden 2050, således at de globale temperaturstigninger kan holdes under 2 grader. Da der er drivhusgasudledninger (navnlig metan og lættermgas) uden for energisektoren, betyder EU-målsætningen, at energisektoren reelt næsten ikke må udlede CO₂ i 2050. Der er altså overensstemmelse mellem EU-målet og den fossilfrie vision for 2050.

Det er i scenarierne lagt til grund, at målsætningerne ikke tillader fossile brændsler med CCS⁴. Det er ligeledes lagt til grund, at kernekraft ikke indgår i scenarierne, jf. folketingsbeslutningen fra 1985.

Der er muligvis stadig olie og gas i den danske undergrund i 2050, og der kunne fortsat være interesse for at udvinde disse brændsler, uanset at Danmark ikke anvender olie og naturgas i 2050. Der vil i så fald være et fossilt energiforbrug på platformene (i dag ca. 25 PJ) og evt. på et eller flere raffinaderier. Det er valgt at holde offshore-sektoren helt uden for scenariearbejdet.

Det energiforbrug, der søges dækket i scenarierne, er (på nær offshore samt energiforbrug til ikke-energiformål) det, der optræder i Energistyrelsens årlige energistatistik. Dvs. både national og international luftfart er inkluderet, mens kun skibstrafik mellem danske havne er med.

1. Et Danmark, der står sammen. Regeringen oktober 2012.

2. Mulighedernes samfund. Regeringen 2007 og Danmark i balance i en global Verden. Regeringen september 2010.

3. Basisfremskrivningen er blevet opdateret primo 2013, bl.a. som følge af uventet stor udvikling i solcellekapaciteten.

4. Carbon Capture and Storage, dvs. fjernelse fra røgen og efterfølgende deponering af CO₂ i undergrunden.

3. VE-potentiale på lang sigt



3. VE-potentiale på lang sigt

Da bioenergi (halm, træ, biogas, affald og energiafgrøder samt deraf producerede brændsler) er eneste "tilladte" brændsler i 2050, er det relevant at se på potentialet for disse brændslers frembringelse i Danmark. Det danske potentiale for bioenergi giver sammen med det udenlandske potentiale en indikation af hvor meget brændsel, der kan anvendes i en given kontekst m.h.t brændselsforsyningssikkerhed og bæredygtighed.

Det danske bioenergi-potentiale er på Energistyrelsens hjemmeside opgjort til ca. 175 PJ (40 PJ i hhv. træ, biogas og affald⁵ og 55 PJ i halm). Med +10 mio. tons-planen⁶ når man op på ca. 265 PJ inkl. affald (se tabel 3.1). For Danmark er bioenergi-potentialet altså omkring en tredjedel eller en fjerdedel af det fremtidige bruttoenergiforbrug.

Der er ikke heri medregnet "blå biomasse". Hvis man ville producere fx 100 PJ energi som biogas fra søsalat, ville det kræve et havareal lidt mindre end Fyn (afhængigt af hvor meget plads der laves til gennemsejling m.m. i algefarmene). Teknologien til energimæssig dyrkning af blå biomasse er endnu på udviklingsstadiet.

Regeringen offentliggjorde den 7. oktober 2013 en affaldsressourcestrategi⁷. Gennemførelse af målene heri får en række konsekvenser for affald til energi. Blandt andet tages mere vådt affald ud, og der tages mere plastic, papir og pap ud til genanvendelse. Til gengæld kommer der større energiudnyttelse fra schredderaffald, bygningsaffald, haveaffald m.m. Da de fraktioner, der kommer til, har højere brændværdi end dem, der fjernes, vil brændværdien øges over tid. Baseret på tal for af-

faldsmængder fra Miljøstyrelsen er det vurderet, at energimængden til forbrænding i 2035 er 38,6 PJ, dvs. på niveau med i dag, mens den i 2050 er lidt højere (42,4 PJ). Den langsigtede stigning i affaldsmængden på trods af initiativer i ressourcestrategien på mellemlang sigt skyldes effekterne af den forventede økonomiske vækst. Udtag af vådt affald fra forbrændingen medfører øget biogas-potentiale, skønnet til 2 PJ på lang sigt.

Forbruget af biomasse og affald i 2011 fremgår af tabel 3.1 sammen med det estimerede potentiale.

PJ	Forbrug 2011	Heraf import	Potentiale
Halm	20	0	148
Skovflis	17	6	40
Brænde	24	3	0
Træpiller	30	28	0
Træaffald	8	0	0
Biogas	4	0	42
Bioolie	9	6	0
Affald	39	0	42
Total	151	43	265

Tabel 3.1. Anvendelse af biomasse i Danmark 2011 samt potentiale i 2050. Kilde: Energistyrelsens 2011-statistik, +10 mio. tonsplanen samt baggrundsdata fra affaldsressourcestrategi. Potentiale for etårige afgrøder og lignende er lagt under halm, og potentiale for træ er lagt under flis.

5. Inkl. den fossile del.

6. + 10 mio. tons-planen – muligheder for en øget dansk produktion af bæredygtig biomasse til bioraffinaderier, Københavns Universitet, Aalborg Universitet, 2012.

7. Danmark uden affald. Regeringen oktober 2013.

IPPC's seneste rapport om vedvarende energi anslår det globale bioenergipotentiale til 100-300 EJ i 2050. Dette kan sammenholdes med et forventet energiforbrug i Verden på 900 EJ i 2050. IEA's bioenergiprogram⁸ vurderer: *Bioenergy could sustainably contribute between a quarter and a third of global primary energy supply in 2050*. Samme estimat genfindes i 2009-rapporten Bioenergy – a Sustainable and Reliable Energy Source fra IEA og understøttes af en række andre kilder^{9, 10}.

Konklusionen af ovenstående er, at Verden ikke kan blive fossilfri ved at erstatte fossile brændsler med bioenergi (hvis Verden skulle ønske noget sådant). Da Danmark er et lille land, kan Danmark blive fossilfri ved at erstatte fossile brændsler med bioenergi, såfremt man er villig til at acceptere eventuelle klimarelaterede og miljømæssige konsekvenser samt eventuelle udfordringer i forhold til brændselsforsyningssikkerhed. Varierende grader af biomasseforbrug belyses i scenarierne. De klimarelaterede og miljømæssige konsekvenser af varierende omfang af biomasseforbrug og kilder til dækning af disse forbrug belyses særskilt i bioenergianalysen. Ved opgørelse af omkostningerne i de enkelte scenarier, herunder omkostninger ved CO₂-udledning, opgøres CO₂-udledningen fra biomasse til nul i overensstemmelse med de nuværende internationale regler.

Potentialet for vindkraft blev af Klimakommissionen i 2010 opgjort til 33 PJ på land, 150 PJ "kystnære" havmøller¹¹ og 1040 PJ i den danske del af Nordsøen, i alt godt 1200 PJ¹². Vindkraftproduktionen i 2011 var 35 PJ. I vindscenariet, der beskrives

nærmere nedenfor, udnyttes godt 250 PJ vindkraft. Der er således et godt stykke op til det tekniske potentiale, omend de sidste havmøller i vindscenariet og især brintscenariet (se nedenfor) må antages at blive placeret relativt langt fra land.

Landmøller er billigere pr. produceret energienhed end havmøller, og det vil således være en fordel at placere så meget som muligt af vindkraftproduktionen på land. I 2012 blev der produceret 6,8 TWh (24,5 PJ) vindkraft fra omkring 3300 MW landmøller. Fremtidens møller vil have flere driftstimer end de nuværende, og væsentligt mere vindkraft vil kunne produceres på relativt få ekstra MW. Med ekstra landvind fra energiaftale, klimaplan, vedtagne lokalplaner, kommuneplaner og statslige arealer skønnes det potentielt muligt at komme op på omkring 12 TWh (43 PJ) fra landvindmøller på lang sigt. I scenarierne er lagt 3500 MW landmøllekapacitet ind, svarende til en produktion på 10,8 TWh (39 PJ), når nye større møller med højere benyttelsestid er indfaset. Resten af vindkraften antages at være havvind.

Potentialet for solceller blev af Klimakommissionen i 2010 opgjort til 104 PJ, heraf 61 PJ på eksisterende tagflader. I vindscenariet udnyttes 6 PJ. Der er således langt op til det tekniske potentiale.

Der er ikke regnet med bølgekraft i scenarierne. Teknologien er endnu ikke tilstrækkeligt moden, og teknologidata er mangelfulde. Bølgekraft kan evt. på sigt erstatte noget af vindkraften på havet. Hvis dette sker, vil der være mulighed for at udjævne nogle af vindkraftens fluktuationer.

8. Kilde: <http://www.ieabioenergy.com/LibItem.aspx?id=6362>

9. http://www.renewables2004.de/pdf/conference_issue_paper.pdf

10. World Energy Council's 19. Survey of Energy Resources fra 2004. I 2007-survey'et og opdateringen fra 2009 er omtalen af potentialet fjernet.

11. Kystnær i Klimakommissionens forstand skal forstås mere bredt.

12. Egentlig burde vindpotentialer opgøres i MW og energipotentialet være en konsekvens af den årlige benyttelsestid. Pointen med potentialeopgørelserne er imidlertid blot at illustrere, at vindpotentialet er meget stort. Samme bemærkning for solceller.



4. Scenarier til 2035 og 2050

4. Scenarier til 2035 og 2050

Der opstilles fire fossilfrie scenarier (i betydningen: forsyningsbilleder) for 2035 og 2050. Disse defineres ud fra de energipolitiske rammer, jf. ovenfor, samt under hensyn til potentialet for bioenergi (biomasse, biogas og affald). Desuden opstilles et scenarie med anvendelse af fossile brændsler.

Scenariernes omkostninger beregnes som faktorpriser, dvs. uden skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor. Omkostningen i et scenarie beregnes som summen af annuierede investeringer, drifts- og brændselsomkostninger. Omkostningsberegningen beskrives nærmere i afsnit 11. Der foretages en driftssimulering med henblik på at sikre, at scenarierne er teknisk realiserbare og kan dække energifeterspørgslen time for time. Scenarierne vurderes desuden med hensyn til forsyningssikkerhed og fleksibilitet i forhold til skift i forudsætninger og energipolitiske prioriteringer. Scenarierne skal endvidere hjælpe til at vurdere, hvilke beslutninger der ud fra hensynet til det lange sigt er behov for at træffe på kortere sigt, herunder hvad der er "no regret options", dvs. elementer i energisystemet, som går igen på tværs af scenarier.

Scenarierne konstrueres på lang sigt med udgangspunkt i en given mængde anvendt bioenergi. Denne mængde skal opfattes som et tilnærmelsesvist designkriterium og ikke et mål i sig selv. Bioenergiforbruget i et givet scenarie er et beregningsresultat og ikke et input. Svingende priser medfører svingende anvendelse af bioenergi i et konkret år, og den anvendte bioenergi er ikke nødvendigvis dansk. Det antages dog, ud fra en least-cost tankegang, at der ikke importeres væsentlige mængder af "græsagtige" afgrødeoverskud, affald og husdyrgødning. For så vidt angår træ til energi antages dette, som i dag, at være en internationalt handlet ressource.

For 2020 antages alle scenarier identiske med Energistyrelsens basisfremskrivning fra 2012. Det vurderes, at udfaldsrummet i 2050 kan belyses ved at se på nedenstående fire (forsynings-)scenarier. I alle fire scenarier er energisystemet i 2050 baseret på 100 pct. vedvarende energi, og el og varme baseret 100 pct. på vedvarende energi i 2035. I alle scenarier regnes med store energibesparelser. Der regnes desuden med ca. 4000 MW udlandskapacitet til Norge og Sverige¹³. I alle scenarier tilstræbes, at der ikke forekommer netto-elimport i normalår^{14, 15}. Der antages placeret biobrændstoffabrikker i Danmark (en variant med importerede biobrændstoffer belyses i afsnit 13).

› Vindscenariet: Der foretages en massiv elektrificering af transport- og varmesektoren. Bioenergianvendelsen begrænses til omkring 250 PJ, nogenlunde svarende til det danske potentiale og ca. 100 PJ mere end i dag. Biobrændstoffer produceres i vidt omfang i Danmark, og biobrændstoffabrikkerne integreres i el- og varmeforsyningen. Vindkraft bliver den bærende teknologi i elproduktionen, men der vil også være bidrag fra solceller og kraftvarmeverker. Opvarmning baseres i vidt omfang på overskudsvarme (til fjernvarme) fra biobrændstoffabrikker, kraftvarme samt elvarmepumper, hvis behovet er ved lave og moderate temperaturer. Varmekilder til varmepumperne er udeluft, havvand, spildevand og geotermisk varme. Til mellem- og højtemperaturvarme i industrien bruges kraftvarme, el og biomasse. En stor del af personbilerne forsynes med el. Det gælder også jernbaner og en del af varebilerne og busserne. Resten af transporten forsynes med biobrændstoffer og syntetisk naturgas baseret på biogas. Der produceres i et vist omfang brint ud fra vindmøllestrøm som

13. Herudover er der ca. 2000 MW eksisterende forbindelser til Tyskland.

14. Hvis dansk elproduktion baseres på systematisk elimport i et vist omfang, kan man argumentere for, at den ikke er fossilfri.

15. Dette udelukker ikke svingende import/eksport fra år til år som følge af gode/dårlige vindår og vandår.

supplement til bioenergianvendelsen. Vindsce-
nariet ligger tæt op ad det scenarie, Klimakom-
missionen opstillede¹⁶, Energistyrelsens gamle
vindscenarie¹⁷ og Energinet.dk's vindspor¹⁸.

- › Biomassescenariet: Energisystemet designes til et samlet bioenergiforbrug på omkring 450 PJ inkl. affald og inkl. eventuelle konverteringstab i udlandet, dvs. noget mere end i vindscenariet. Biomassescenariet indebærer en betydelig import af biomasse. Det er som i vindscenariet nødvendigt med en vis elektrificering, idet 450 PJ bioenergi langt fra rækker til at erstatte kul, olie og naturgas med uændret struktur af energisystemet. Transporten baseres på biobrændstoffer og el. El- og fjernvarmeforsyningen baseres fortsat på en vis mængde kraftvarme. Vindkraft anvendes også i væsentligt omfang – men mindre end i vindscenariet. Opvarmning i boliger og industri baseres på biomasse og el (via varmepumper, hvor dette er muligt).
- › Bio+scenariet: Et "traditionelt" brændselsbaseret scenarie, hvor kul, olie og naturgas erstattes med bioenergi. Transporten baseres på bio-brændstoffer og (i beskeden omfang) el. El- og fjernvarmeforsyningen baseres fortsat på kraftvarme. Vindkraft anvendes også i væsentligt omfang – men kun på 2020-niveau, dvs. 50 pct. af det klassiske elforbrug i 2020. Opvarmning i boliger og industri baseres på biomasse og (i moderat omfang) el (via varmepumper, hvor dette er muligt). Der importeres store mængder biomasse, herunder biobrændstof. Der sigtes ikke imod begrænsning af bioenergiforbruget, der kommer til at ligge på godt 700 PJ, dvs. et brændselsforbrug nogenlunde som i dag.
- › Brintscenariet: I dette scenarie sigtes mod begrænsning af bioenergiforbruget til et absolut minimum på knap 200 PJ bioenergi (biomasse, biogas og affald), lidt over hvad der anvendes i dag (men anvendt i andre sektorer end i dag). Scenariet afspejler en situation, hvor der er ekstra fokus på bæredygtighed og alternative anvendelser af biomassen uden for energisektoren, eller hvor risikoen for høje biomassepriser vurderes som meget stor. Scenariet indebærer derfor (foruden endnu mere vind end i vindscenariet) en betydelig brintproduktion.
- › I det fossile scenarie ses der bort fra alle mål-sætninger, og fossile brændsler er tilladt. Da kul er billigste brændsel, selv når CO₂-prisen medregnes, er det fossile scenarie karakteriseret ved en stor kulanvendelse både til el og varme. Olie og naturgas anvendes til transport, decentral kraftvarme m.m. Da elbiler og vindkraft med de anvendte teknologidata er økonomisk fordelagtige teknologier, er disse også lagt ind i det fossile scenarie. Vindkraft dog kun på biomasse-scenariets niveau.

16. Grøn energi. Dokumentationsdel til Klimakommissionens samlede rapport. ISBN www 978-87-7844-882-8. 2010.

17. Fossil uafhængighed 2050. Analyse af forskellige systemer. Energistyrelsen 16. september 2010. Samt Følsomhedsanalyser på fossiluafhængige scenarier. Energistyrelsen 5. oktober 2010.

18. Energi 2050. Vindspor. Energinet.dk. Dok. 6357/11, sag 10/33/3378.

I alle scenarier opgraderes biogas på længere sigt (delvist i 2035 og fuldt i 2050) til naturgaskvalitet (SNG, metan) og sendes ud på naturgasnettet. Dette er forbundet med omkostninger og et ekstra energiforbrug, men det har også en række fordele:

- › Gassen er til rådighed som metan næsten alle steder i landet uanset placeringen af biogas-anlæggene. Hvis biogassen ikke opgraderes, må den transporteres i adskilte net – enten nye biogasnet eller dele af naturgasnettet, der ”afsnøres” fra resten af gasnettet. Det er ikke alle forbrugere, der umiddelbart vil kunne anvende biogas i stedet for naturgas.
- › Der bliver halvanden gang så meget gas til rådighed ved opgradering med brint.
- › De eksisterende gaslagre i naturgasnettet kan anvendes. Lokale biogaslagre ville blive meget store, navnlig hvis gassen skal opbevares flere dage, evt. uger eller måneder.

Scenarierne konstrueres ved ”back-casting”. Dvs. først konstrueres en 2050-energiforsyning, der er konsistent med målsætningerne. Dernæst konstrueres en 2035-energiforsyning, der er konsistent med de energipolitiske mål for 2035, som beskriver en energiforsyning, der er ”på vej” mod 2050, og som beskriver en energiforsyning, der er mulig at overgå til fra 2020.

5. Teknologidata



5. Teknologidata

Scenarierne gennemregnes på Energistyrelsens Energibalancemodel samt Forbrugsmodellen. Begge modeller er beskrevet nedenfor. Som datagrundlag anvendes:

- › Teknologidata fra en række teknologikataloger:
 - Technology data for energy plants. [Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion.] Wazee for Energistyrelsen og Energinet.dk maj 2012.
 - Technology data for energy plants. [Individual Heating Plants and Energy Transport.] COWI, TI og DGC for Energistyrelsen og Energinet.dk maj 2012.
 - Technology data for advanced bioenergy fuels. Force Technology for Energistyrelsen 2013.
 - Alternative drivmidler. Beregningsmodel version 2_1. COWI for Energistyrelsen 2013.
- › Elnet, fjernvarmenet og gasnet. Netomkostninger medregnes i alle scenarier. For fjernvarmenet og gasnet antages omkostningerne at være uafhængige af forbrugets størrelse. For elnet

antages omkostningerne at være proportionale med den mængde el, der produceres. Det betyder, at f.eks. vind- og brintscenariet får højere netomkostninger, fordi disse scenarier indebærer en massiv elektrificering.

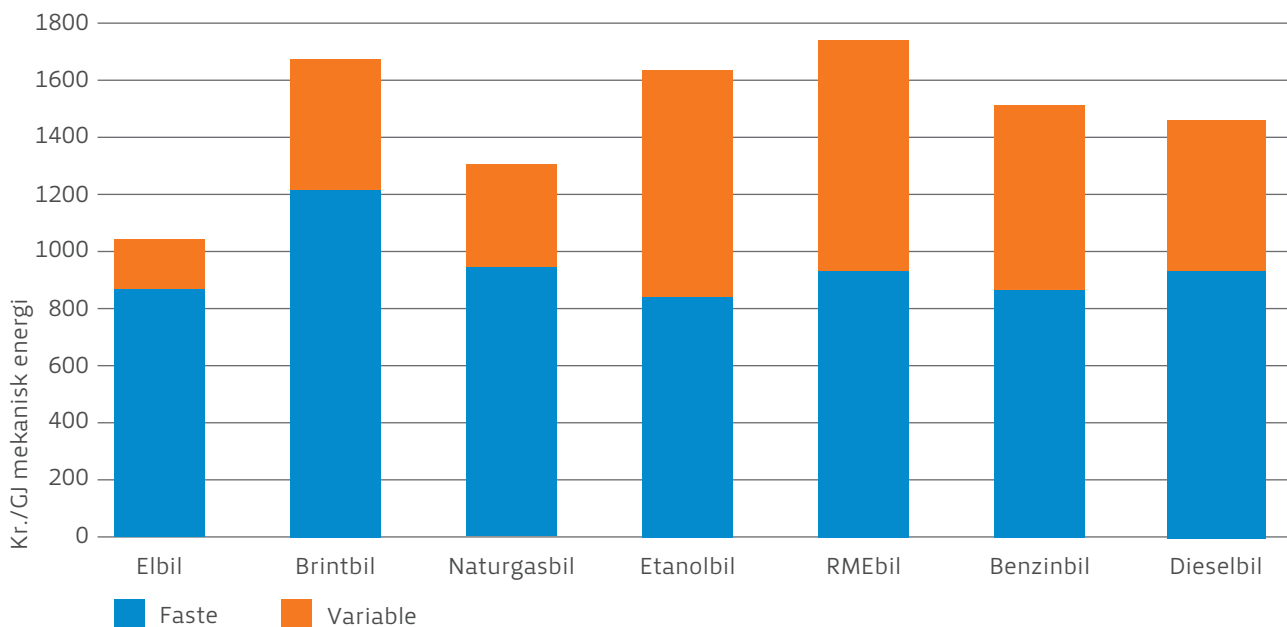
- › Brændselspriser: Se særskilt afsnit nedenfor.
- › Omkostninger ved energibesparelser: Se beskrivelse af forbrugsmodellen nedenfor.

For enkelte teknologier er anvendt nyere data. Det drejer sig om store varmepumper, geotermianlæg, mellemstore biomassekraftvarmeværker, biogas-anlæg og vindmøller.

De teknologier, der er nødvendige til at gennemføre omstillingen til fossilfrihed, findes. Der skal ikke opfindes nye teknologier baseret på hidtil ukendte principper, for at omstillingen kan gennemføres. Men der forudsættes videreudvikling, f.eks. for elbiler og visse typer af biobrændstoffabrikker. Videreudviklingen går på faktorer som brugervenlighed, rækkevidde, effektivitet eller pris.

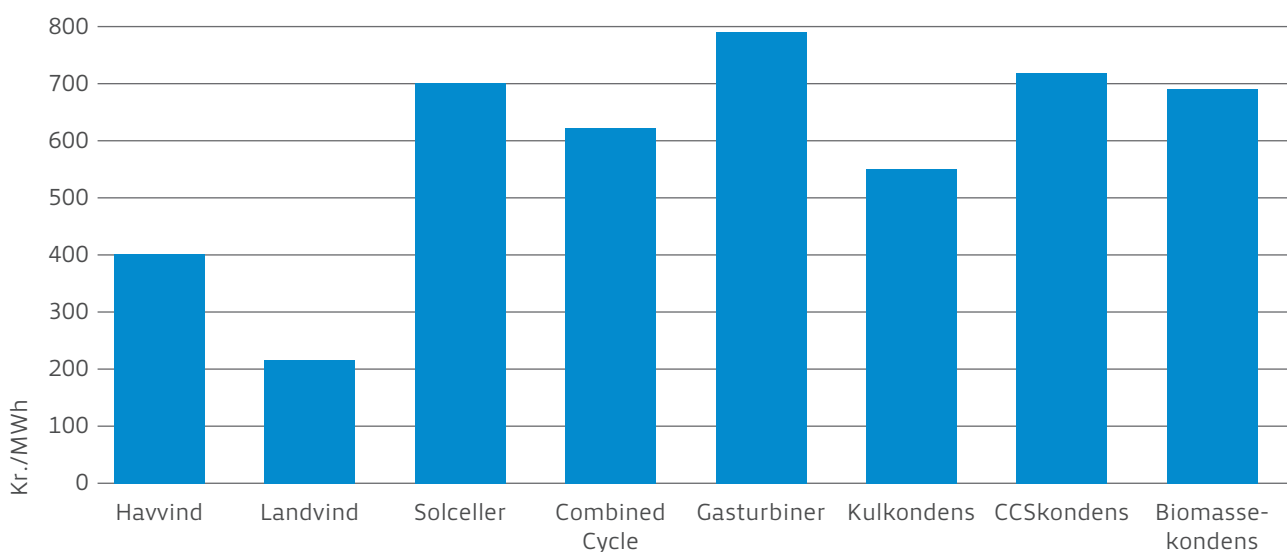
Der er i scenarierne ikke regnet med bølgekraft. Skulle det blive tilgængeligt, kan det erstatte en del af havvindkraften.

I figur 5.1 og 5.2 sammenlignes udvalgte teknologier med hensyn til omkostninger.



Figur 5.1. Omkostninger til personbilkørsel med forskellige typer biler omkring 2030 (New Policies brændselspriser). Kilde: Alternative drivmidler. For elbilen er tillagt omkostninger til elnettet i de faste omkostninger. Investeringer er annuieret ved 4 pct. rente og økonomisk levetid = teknisk levetid.

Figur 5.2 viser produktionsomkostninger for forskellige elproduktionsteknologier omkring 2030.



Figur 5.2. Elproduktionsomkostninger omkring 2030 for rene elproduktionsanlæg (New Policies brændselsprisen og kvotepris 218 Kr./ton). Antaget årlig benyttelsestid: 6000 timer, dog 4141¹⁹ for havmøller, 3077 for landmøller og 850 for solceller. Investeringer er annuieret ved 4 pct. rente og økonomisk levetid = teknisk levetid.

19. Den årlige benyttelsestid for kommende havmøller forventes at nærme sig 4500 timer i de kommende år. Det betyder, at man for en given energileverance fra havmøller vil kunne klare sig med 10 pct. mindre kapacitet på sigt. Denne stigning i benyttelsestiden er ikke medregnet i notatet.

Elbiler er med disse forudsætninger klart billigere end andre biler. En af forklaringerne er, at der forudsættes at ske et prisfald på batterier frem mod 2030. Der er udarbejdet en følsomhed på prisen for elbiler i afsnit 13. Brintbilens forholdsvist lave variable omkostninger på trods af en relativt høj brintpris skyldes brintbilens forudsatte høje motor-effektivitet.

I praksis kan 6000 timers benyttelsestid (figur 5.2) for brændselsfyrede anlæg ikke altid opnås. I visse tilfælde er den væsentligt lavere. Figuren bør derfor kun ses som en illustration.

De lave omkostninger ved vindkraft, som fremgår af figur 5.2 står i tilsyneladende modsætning til, at man i dag giver betydelig støtte til f.eks. havmøller. Der er flere årsager til, at havmøller i dag ikke "kommer af sig selv" (uden støtte):

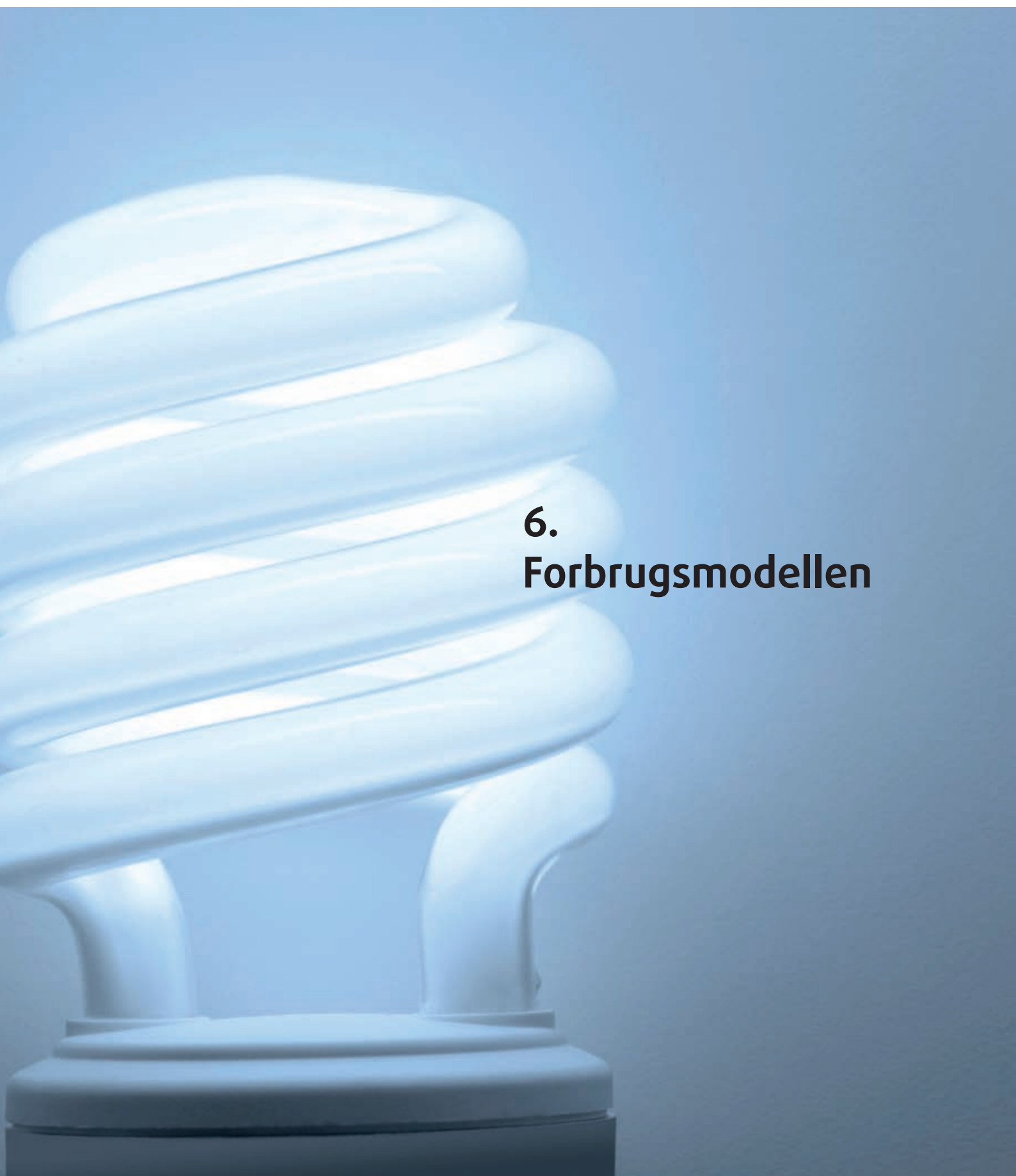
1. Havmøller forudsættes pr. MW ca. 26 pct. billigere pr. MW i 2030 end i 2015, mens MW-prisen for et kulkraftværk kun falder 2 pct. (ifølge teknologikataloget).
2. Indtjeningen på elmarkedet fra en vindmølle er lavere end fra et kraftværk, der kan placere sin produktion frit (se evt. tabel 8.1). Det er ikke inkluderet i sammenligningen i figur 5.2.
3. Omkostningerne i figur 5.2 er beregnet med den samfundsøkonomiske rentesats på 4 pct. og økonomisk levetid = teknisk levetid. Man har set eksempler på, at private investorer kræver højere forrentning og har en kortere tidshorisont end den tekniske levetid.

4. Elprisen i dag afspejler en situation med overkapacitet, hvilket alt andet lige vil få investorer til at være mere tilbageholdende med at investere.
5. Investorer kan have mindre lyst til at bygge vindmøller i Danmark, hvis de får væsentligt mere i tilskud i andre lande. Dette kan være en utilsigtet effekt af nationale VE-mål og politikker i enkelte lande.

Import af biomasse giver anledning til et energiforbrug i udlandet ved at konvertere "rå" biomasse til den ønskede energiart, f.eks. biodiesel. For at kunne sammenligne bioenergiforbruget ved placering af biobrændstoffabrikker i Danmark med import af forarbejdet bioenergi medregnes en importkorrektur, der afhænger af brændselstypen. Importtillægget er beregnet ud fra en typisk produktionsproces for det pågældende brændsel og et 5 pct. transporttillæg.

Brændselstype	Brændselstillæg ved import.
Træpiller	10 %
Træflis	5 %
Biokerosen	30 %
Etanol	145 %
Biodiesel (RME)	30 %
Brint	5 %

Tabel 5.1. Beregningsmæssigt importtillæg (energimæssigt) ved import af biobrændstoffer. Tillægget til etanol er højt, fordi der er taget udgangspunkt i 2G bioetanol, som kræver større brændselsinput end f.eks. 1G bioetanol.



6. Forbrugsmodellen

6. Forbrugsmodellen

Til brug for scenarieanalyser i 2010 sideløbende med Klimakommissionens arbejde udviklede Energistyrelsen en forbrugsmodel med udgangspunkt i 2008-energistatistikken. Modellen er blevet opdateret, så den tager udgangspunkt i 2011-energistatistikken og omfatter de poster, som er inkluderet i energistatistikken.

En væsentlig nyskabelse i forbrugsmodellen er, at energiforbruget ikke slutter ved "endeligt forbrug" (som i energistatistikken), men brydes ned i nettoforbrug – fordelt på en række energikvaliteter:

- › Mekanisk energi til transport (opdelt på personbiler, varebiler, lastbiler, busser, motorcykler, fly (indenrigs og udenrigs), jernbaner og skibe(indenrigs)).
- › Procesvarme ved høje temperaturer (over 200 grader C).
- › Procesvarme ved mellemtemperaturer (mellem 100 og 200 grader C).
- › Procesvarme ved lave temperaturer (under 100 grader C).
- › Individuel opvarmning.
- › Fjernvarme.

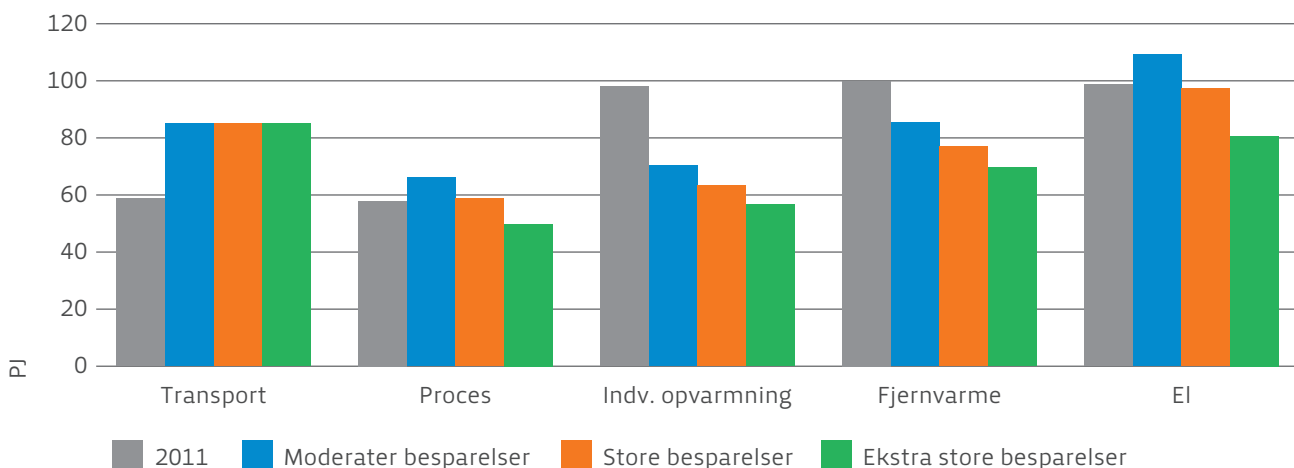
- › El ("traditionelt elforbrug" dvs. ekskl. el til de øvrige energikvaliteter, dvs. til transport og proces- og rumvarme).

Nedbrydningen i energikvaliteter medfører f.eks., at fjernvarme til proces regnes som procesvarme ved lave temperaturer.

Fra 2011 fremskrives forbruget vha. økonomisk udvikling og antagne tekniske effektivitetsforbedringer. Der opereres med tre niveauer af effektivitetsudvikling i forhold til en frozen efficiency udvikling: moderate besparelser, store besparelser og ekstra store besparelser:

- › Moderate besparelser skønnes at kunne opnås med en indsats nogenlunde svarende til den nuværende.
- › Store besparelser indeholder væsentlig flere energibesparelser – inden for de fleste områder er energiforbruget per leveret energitjenesteenhed 30-35 pct. lavere i 2050 end i dag.
- › Ekstra store besparelser indeholder endnu flere besparelser – typisk 40-45 pct.

For hvert niveau af besparelser medregner modellen investeringer. Disse er opgjort til hhv. ca. 8, 13 og 22 mia. kr. årligt i 2050 for de tre niveauer af besparelser.



Figur 6.1. Nettoenergiforbrug i 2011 og 2050 i forbrugsmodellen.

Omkostningerne i forbindelse med energibesparelser er estimeret ud fra foreliggende analyser. For eksisterende bygninger er der taget udgangspunkt i data fra rapporten SBI 2013:08 "Varmebesparelse ved løbende bygningsrenovering frem til 2050" (udarbejdet som led i renoveringsstrategiarbejdet) samt supplerende data. SBI-rapporten indeholder data for omkostningerne per sparet kWh for forskellige scenarier. Der er betydelig usikkerhed knyttet til beregning af omkostningerne ved reduktion af energiforbruget i eksisterende bygninger.

For eksisterende bygninger er der i de forskellige scenarier regnet med energibesparelser frem til 2050 som i tabel 6.1.

Bygningstype	Moderate besparelser	Store besparelser	Ekstra store besparelser
Enfamilieboliger	26 %	34 %	45 %
Etageboliger	26 %	34 %	45 %
Handel og service bygninger	21 %	31 %	42 %

Tabel 6.1. Besparelser i eksisterende bygninger.

Forbrugsmodellen er beskrevet i et separat papir.

Oven i el- og fjernvarme-nettoforbruget lægges et nettab, der antages procentuelt at være som i dag (7 pct. for el og 20 pct. for fjernvarme). Til elforbruget kommer desuden (scenarieafhængige) forbrug i elbiler, brændstoffabrikker, varmepumper, elkedler m.v. Disse behandles som en del af energibalancemodellen (se afsnit 7).



7. Energibalancemodellen EBM

7. Energibalancemodellen EBM

Til at håndtere analysen af de fremtidige energisystemer er udviklet en energibalancemodel, EBM, der bygger på en model udviklet sideløbende med Klimakommissionens arbejde i 2010.

Et energisystem defineres ved en række kapaciteter af et antal teknologier. Kapaciteterne kan enten angives i MW eller i PJ. I sidste tilfælde opnås en bestemt årlig leverance fra den givne teknologi. I første tilfælde bliver årsenergien et resultat af en timesimulering. For hver teknologi er defineret en række data om effektivitet, energiomsætning, investering, levetid, driftsomkostninger m.m. Disse data hentes fra teknologikatalogerne.

Energiforbrugene opdeles i energikvaliteter som i forbrugsmodellen. Forbrugene fordeles over døgnet og året efter givne timevariationsprofiler.

Kapaciteterne vælges af brugeren. Modellen beregner driften af de enkelte teknologier i den tidsopløsning, som man vælger (fra en time til et år), således at omkostningerne minimeres. Scenarierne er gennemregnet med tre timers tidsskridt, hvilket vurderes som tilstrækkeligt til at sikre den tekniske konsistens.

Simuleringen opererer med ét elområde, tre procesvarmeforbrugere (ved forskellig temperatur), to fjernvarmeforbrugere (en "central" og en "decentral") samt én individuel varmeforbruger. Central fjernvarme andrager 60 pct. af den samlede fjernvarme, svarende til den andel af fjernvarmen som i dag aftages i de otte største fjernvarmebyer.

Simuleringen sørger for, at de enkelte forbrug (proces, individuel opvarmning, fjernvarme og el) dækkes time for time med lavest mulige omkostninger.

Omkostningerne i EBM og i forbrugsmodellen er i faktorpriser. Dvs. "rå omkostninger" uden afgifter og tilskud. Ved omstilling af det danske energisystem til fossilfrihed vil der være betydelige ændringer af afgiftsprovenuier, tilskud m.v. Forvridningstab forbundet med omlægningen indgår ikke.

Energibalancemodeller er beskrevet i et separat papir.



8. Brændselspriser og elpris

8. Brændselspriser og elpris

Der opereres med tre brændselsprisforløb, kaldet New Policies (NP), Current Policies (CP) og 450 ppm forløbet. Disse prisforløb konstrueres som beskrevet nedenfor. New Policies forløbet vælges som udgangspunkt.

Kul, olie og naturgas

Fossile brændselspriser baseres direkte på IEA's World Energy Outlook 2013 frem til 2035 (New Policies scenariet). Der er to alternative prisforløb: (Current Policies og 450 ppm scenarierne). Fra 2035 til 2050 benyttes prisudviklingen fra IEA's Energy Technology Perspectives 2012. Den indeholder også 3 scenarier: 2-, 4- og 6 graders scenarie. Der sættes lighedstegn mellem CP og 6 graders scenariet, mellem New Policy og 4 graders scenariet og mellem 450 ppm og 2 graders scenariet. Dette er en forenkling, men det vurderes at ligge inden for usikkerheden.

Halm, træflis og træpiller

Priser for halm, træflis og træpiller er udarbejdet af Ea Energianalyse 2013 i tre varianter: Lav, mellem og høj. Disse er beskrevet nærmere i rapporten Analysis of Biomass Prices 18-06-2013. Mellemløbet for biomasse antages forenklet at svare til IEA New Policies (NP) prisforløbet. "Lav" biomassepris antages at forekomme i CP prisforløbet, hvor efterspørgslen efter biomasse er lav. "Høj" biomassepris antages at forekomme i 450 ppm prisforløbet, hvor efterspørgslen efter biomasse er høj. Også dette er en forenkling. Prisen for gylle er sat til nul, og prisen for affald er sat til -20 kr./GJ.

Elpris

Elprisen på spotmarkedet i New Policies forløbet beregnes i energibalancemodellen som langtidsmarginalomkostninger på kulkondens inkl. CO₂-kvotepris. Samme beregningsprincip anvendes i Current Policies (CP) forløbet (men med de kul- og kvotepriser der hører til dette prisforløb). I 450 ppm prisforløbet antages elprisen defineret af langtidsmarginalomkostningerne på biomassekondens, idet verden her er mere ambitiøs m.h.t. vedvarende energi. Med dette beregningsprincip bliver 2050-elprisen i gennemsnit hhv. 54 øre/kWh (NP), 53 øre/kWh (CP) og 76 øre/kWh (450 ppm).

Elprisen antages at variere time for time som funktion af dels det klassiske elforbrug, dels vindproduktionen. Energistyrelsen har foretaget en regressionsanalyse på 2010-2012 timedata fra Energinet.dk. Den giver følgende resultat: $E = 0,1681 + 0,9784 \cdot F - 0,1466 \cdot V$, hvor E er den relative elpris, F er det relative forbrug og V er den relative vind, alle i forhold til årsgennemsnit. Det betyder, at elprisen stiger ved højt elforbrug og falder ved høj vindproduktion (og omvendt). Elprismodellen diskuteres nærmere i afsnit 13 under følsomhedsanalyser.

Det primære formål med modellen for elprisvariation er at håndtere den omstændighed, at vindkraften ikke nødvendigvis producerer på de tidspunkter, hvor elprisen er høj, hvorfor værdien af vindmølleproduktionen er lavere end markedets gennemsnitspris. Værdien af el fra regulerbare anlæg er derimod højere end markedets gennemsnitspris, fordi de kan placere deres produktion der, hvor

prisen er højest. Dette illustreres med et eksempel i tabel 8.1. I dette eksempel er gennemsnitsel fra havvind 3,7 øre/kWh mindre værd end gennemsnitsel fra affaldskraftvarme og 7,4 øre/kWh mindre værd end gennemsnitsel fra gasmotorer. Disse "værdikorrektioner" indgår ikke i sammenligning af elproduktionsomkostninger i figur 5.2, men beregnes som del af de samlede "systemomkostninger".

(øre/kWh)	Industri- kraft- varme	Affalds- kraft- varme	Gasmotor- kraft- varme	Havvind	Landvind	Solceller	Gas- turbiner
Værdi i forhold til gennemsnitlig markedspris	+1,8	+1,4	+5,1	-2,3	-2,5	+2,5	+13,5

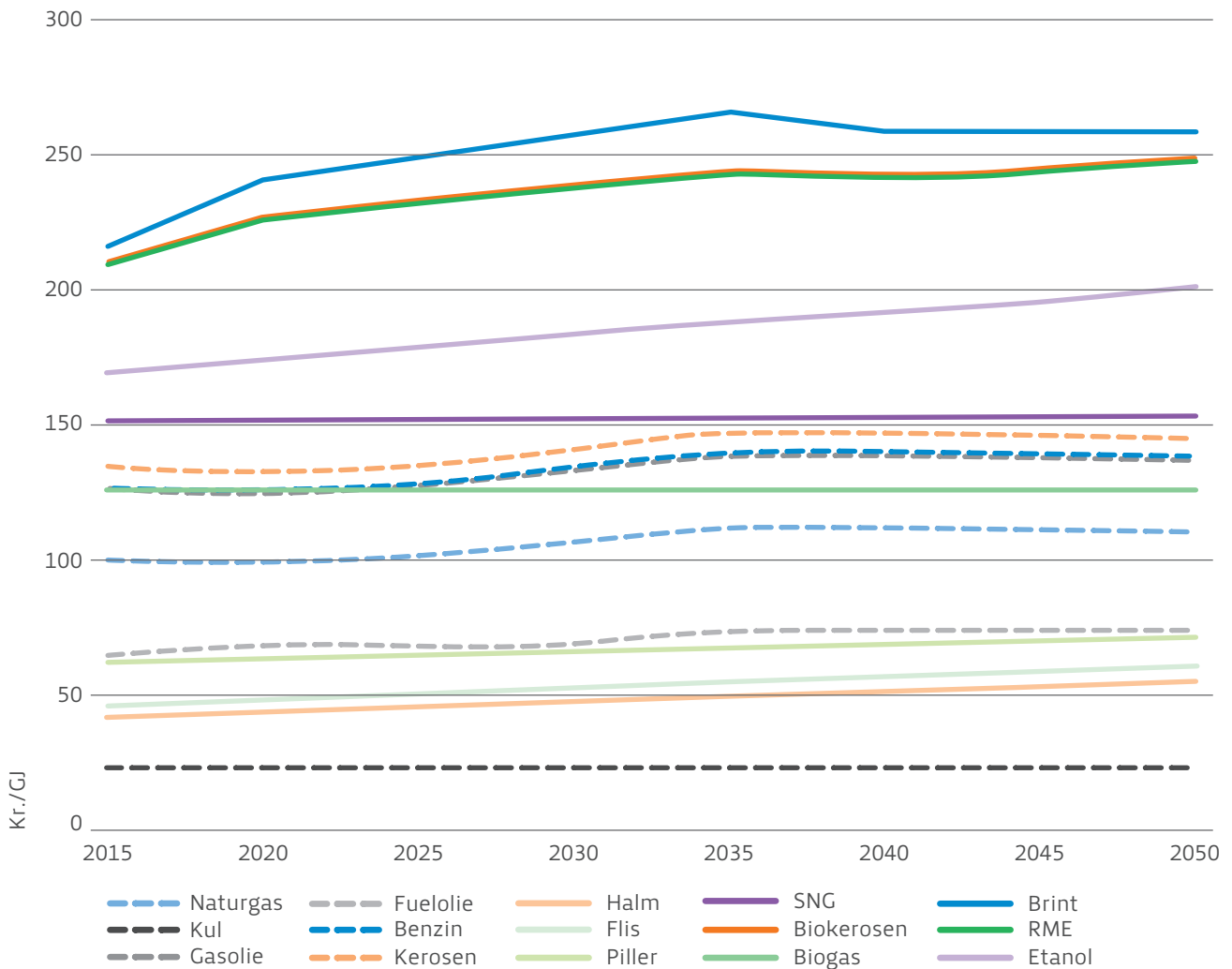
Tabel 8.1. Eksempel på værdien af el fra forskellige typer elproduktion i forhold til markedets aritmetiske gennemsnitspris. Beregnet for vindscenariet 2050.

Forædlede brændsler

Prisen for de forædlede brændsler (biobrændstoffer, syntetisk naturgas og brint) konstrueres med udgangspunkt i de brændsler, der bruges som råstof samt teknologidata. Dvs. der bliver tale om langtidsmarginalomkostninger bestående af annuiserede investeringer plus faste og variable driftsomkostninger plus værdi af forbrugte brændsler (og evt. el) minus værdi af producerede sideprodukter (og evt. el). For de producerede brændsler gælder, at hvis der anvendes lige så meget, som der produceres, da har prisen ingen direkte betydning

for systemets samlede omkostninger. I de scenarier og varianter, hvor biobrændstoffer importeres, har priserne på biodiesel, biokerosen og bioetanol stor betydning. For biodiesel og biokerosen er prisen beregnet ud fra processer med hydrogenering. Det medfører prismæssig "symmetri" mellem egenproduktion i vindscenariet (hvor der antages hydrogenering) og import af biodiesel og biokerosen. Se også afsnit 13, hvor der er en følsomhedsberegning på disse priser.

Energiscenarier



(Kr./GJ)	An kraftværk	An værk	An forbruger
Kul	0	4,3	
Gasolie (a)	2,1	15,2	21,6
Benzin (b)			30,2
Kerosen (c)			3,8
Naturgas (d)	3,3	6,9	25,1
Halm	14	9,7	
Træpiller	0	4,3	26,1
Træflis	12	12	

Tabel 8.2. Transportomkostninger for brændsler, der tillægges CIF-prisen. (a) Samme priser bruges for brint. (b) Samme priser bruges for metanol, etanol, RME og DME. (c) Samme priser bruges for biokerosen. (d) Samme priser bruges for SNG.

20. Importprisen an havn; akronym for Cost Insurance and Freight.



9. Energinetten

9. Energinettene

Der er tre net, som er afgørende for funktionen af det danske energisystem.

Elnettet

Elnettet skal dels opsamle elproduktion fra de forskellige centrale og decentrale anlæg og vindmøller, dels levere det videre til forbrugerne. Endvidere står elnettet i forbindelse med udlandet igennem en række jævnstrøms- eller vekselstrømsforbindelser. I scenarierne øges elforbruget og vindkraftproduktionen i forhold til i dag, men i meget forskelligt omfang. Omkostningerne til elnettet bliver derfor forskellige i de fire scenarier – højest i brint- og vindscenarierne. Vedr. elnettet i øvrigt henvises til elanalysen.

Gasnettet

Der er fra starten af 1980'erne opbygget en betydelig gasinfrastruktur i Danmark inklusiv gaslagre. Fossilfrihed i 2050 indebærer, at denne infrastruktur ikke kan anvendes til naturgas (med undtagelse af transit, eksport af dansk naturgas til udlandet samt evt. lagring af udenlandsk gas). Derimod kan andre gasser indgå i nettet. Der er et biogas-potentiale på godt 40 PJ inkl. bidrag fra vådt husholdningsaffald. Ved hydrogenering af biogas til syntetisk naturgas kan gasmængden øges med ~50 pct., således at den samlede mængde (syntetiske) naturgas bliver op til ~65 PJ.

Der vil således også i 2050 kunne være betydelige mængder af gas til rådighed, omend mindre end i dag. Da gasnettet vil være afskrevet, repræsenterer en stor værdi og en mulig ressource for forsyningssikkerheden – herunder hurtigt regulerende elproduktion – og da driftsomkostningerne er begrænsede, giver det god mening at bevare gasnettet uanset scenarie. Gasforsyningen til villakunder forudsættes at forsvinde frem mod 2035, og dette vil i nogen grad kompensere for, at nettets drifts-

omkostninger fordeles på færre kunder. Omkostningerne til gasnettet indgår i alle scenarier – men på samme niveau uanset mængden af gas. Det er forudsat, at der fortsat udelukkende er gas af naturgaskvalitet (dvs. overvejende metan) i gasnettet i 2050. Vedr. gasnettet i øvrigt henvises til gasanalysen.

Fjernvarmenettene

Scenarierne indebærer en mindre forøgelse af fjernvarmens udbredelse, således at antallet af husholdninger med individuel kedelopvarmning vil blive tilsvarende reduceret. Fjernvarmenettene giver store muligheder for – med moderate omkostninger – at indbygge fleksibilitet i energisystemet. Spørgsmålet om fjernvarmens udbredelse belyses nærmere i fjernvarmeanalysen. Omkostningerne til fjernvarmenettene indgår i alle scenarier – men på samme niveau uanset mængden af fjernvarme. Dvs. at fjernvarmebesparelser ikke antages at give besparelser i vedligeholdelse og investeringer i fjernvarmenet. Vedr. fjernvarmenettene i øvrigt henvises til fjernvarmeanalysen.

Omkostninger til nettet regnes med i de økonomiske sammenligninger med et givet beløb pr. GJ, der sendes ind i nettet:


- ▶ Elnet: 56 kr./GJ ab værk²¹ (20 øre/kWh). Det svarer nogenlunde til dagens niveau, når der renses for udlandsforbindelser (der værdisættes særskilt), PSO m.m. Der er tale om et groft estimat. En mere detaljeret opgørelse af netomkostningerne ligger uden for rammerne af denne analyse. Antagelsen har stor betydning for den økonomiske forskel mellem scenarierne, idet brintscenariet får årlige netomkostninger, der er ca. 11 mia. kr. højere end bio+ scenariet. Dette omfatter transmission, fordeling, distribution, stikledninger, målere etc.

21. Ab værk = ved værket (i modsætning til an forbruger, dvs. prisen ved forbrugeren, der pga. nettabet er lidt højere end prisen ab værk)

- › Fjernvarmenet: 50 kr./GJ ab værk. Dette er skønnet ud fra dagens niveau af omkostninger til net i fjernvarmebyer (med store variationer mellem byerne). Det samme beløb medregnes i alle scenarier. Antagelsen påvirker derfor ikke den indbyrdes forskel mellem scenariernes omkostninger. Der henvises i øvrigt til fjernvarmeanalysen.
- › Gasnet: 20 kr./GJ ab værk. Distribution, transmission og lager udgør i dag ca. 11 pct. af gasprisen til en villakunde. Heraf udgør distribution langt hovedparten (10,5 pct.). Det svarer til ca. 20 kr./GJ. I 2050 vil der være mindre gas i nettet men også færre distributionsomkostninger, da der ikke skal distribueres til individuelle gaskunder. Der antages fortsat omkostninger på 20 kr./GJ, men på en mindre gasmængde: ca. 60 PJ. Det svarer til samlede vedligeholdelsesomkostninger til gasnettet på 1,2 mia. kr. årligt. Det samme beløb medregnes i alle scenarier. Antagelsen påvirker derfor ikke den indbyrdes forskel mellem scenariernes omkostninger. Der henvises i øvrigt til gasanalysen.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Elnet	281	165	123	320	147
Fjernvarmenet	93	93	93	93	93
Gasnet	60	60	60	60	60

Tabel 9.1. Dimensionerende energiinput i nettene 2050 (PJ).



**10.
Kapaciteter
i 2050 og 2035**

10. Kapaciteter i 2050 og 2035

Scenarierne defineres ved en række kapaciteter af de enkelte teknologier. For 2050 og 2035 vises de forudsatte kapaciteter i tabeller nedenfor. Scenarierne konstrueres ved at starte med transportsektoren og biobrændstoffabrikkerne. Dernæst defineres kapaciteter til procesvarme, individuel opvarmning, fjernvarme og til sidst elproduktion.

Hvert scenarie regnes igennem flere gange m.h.p. at sikre teknisk konsistens, opfyldelse af målsætninger, overholdelse af ressourcebegrænsninger samt billiggørelse (herunder sikring af rimelige driftstider – dog under hensyntagen til forsynings-sikkerheden for både el og varme). Driftssimuleringen og dermed de beregnede driftstider er forenklet derved, at der i simuleringsmodellen kun er to fjernvarmenet, tre procesvarmeforbrugere og én individuel varmeforbruger. Det vurderes dog, at denne forenkling ikke er afgørende for de overordnede resultater m.h.t. brændselsforbrug, omkostninger m.v.

M.h.t. bioenergi antages som udgangspunkt, at der ikke handles internationalt med halm og andre etårige afgrøderester. Når der importeres bioenergi stræbes efter, at det er i form af træpiller, træflis, raffinerede biobrændstoffer og evt. (syntetisk) naturgas. Ligeledes tilstræbes, at evt. forbrug af brint produceres nationalt, og at der således ikke handles internationalt med brint i større målestok.

Der er i alle scenarier anvendt kendt teknologi, men som nævnt forudsættes der for visse teknologier videreudvikling i retning af lavere pris eller højere ydelse.

I hovedscenarierne antages biobrændstoffabrikker placeret i Danmark med leverance af overskudsvarme til centrale fjernvarmeområder. Der er desuden regnet på en variant, hvor biobrændstof importeres (se under følsomhedsberegninger afsnit 13). Placeringen af biobrændstoffabrikkerne kan i et vist omfang afgøres af markedet, om end der med de nuværende priser næppe er tale om teknologier, der kommer af sig selv.

Det understreges, at de antagne kapaciteter ikke skal opfattes som præcise opskrifter på de fremtidige energisystemer. Kapaciteterne definerer eksempler på teknisk konsistente systemer, der opfylder givne målsætninger.

Energilagring

Med store mængder af vindkraft og solceller vil de fossilfrie energisystemer have brug for at kunne forskyde tidspunkterne mellem energiproduktion og energiforbrug.

Korttidsvarmelagring indgår i vidt omfang i scenarierne i både fjernvarme og individuel opvarmning. Varmelagrene spiller en vigtig rolle i det intelligente elsystem til indpasning af vindkraft. Overskud af vind kan via varmepumper omdannes til varme og gemmes i varmelagre til senere. Ligeledes kan gemt varme bruges, når der ikke er vind.

Der er ikke regnet med ellagre. Det er foreløbig vurderet, at brug af elmarkedet er billigere. Det vil i realiteten sige, at overskydende vindkraft lagres i vandkraftlagre i udlandet. Prisen for denne lagring udgøres af forskellen mellem købsprisen ved underskud af vind og salgsprisen ved overskud af vind.

Transport- og raffineringsektoren 2050

Sammensætningen af den fremtidige transport og biobrændstoffabrikker er valgt ud fra følgende hovedprincipper:

- › Alle scenarier: Først dækkes flytransportens forbrug, idet dette kun kan gøres på én fossilfri måde, nemlig ved produktion af biokerosen. Biokerosen-produktionen giver en vis sideproduktion af benzin og biodiesel, der anvendes i hhv. personbiler og lastbiler. Skibstrafikken forsynes med biodiesel og en smule gas (SNG). Lastbiltrafik dækkes af biodiesel og gas (SNG).
- › Vindscenariet: Der bruges brint i biokerosen- og dieselproduktionen og brint til opgradering af biogas til SNG. Brinten produceres ved elektrolyse som afbrydelige elforbrug. En stor del af personbilerne antages at køre på el for at holde bioenergiforbruget nede.
- › Biomassescenariet: En stor del af personbilerne antages at køre på el for at holde bioenergiforbruget nede. Biogassen opgraderes til SNG men uden brint. Der anvendes ingen brint i transport og biobrændstoffabrikker.
- › I Bio+ scenariet er der næsten ingen elbiler og ingen brint. Transporten baseres på biodiesel og bioetanol, hvoraf det meste importeres. Hertil kommer gas (SNG). Biogassen opgraderes til SNG men uden brint.
- › Brintscenariet: Der bruges brint i kerosen- og dieselproduktionen og brint til opgradering af biogas til SNG. Brint anvendes derudover i betydeligt omfang til transport. En stor del af personbilerne antages at køre på el for at holde bioenergiforbruget nede.
- › Det fossile scenarie: En stor del af personbilerne antages at køre på el, fordi det er økonomisk fordelagtigt. Resten af transporten kører på fossile brændsler (diesel, benzin, naturgas).

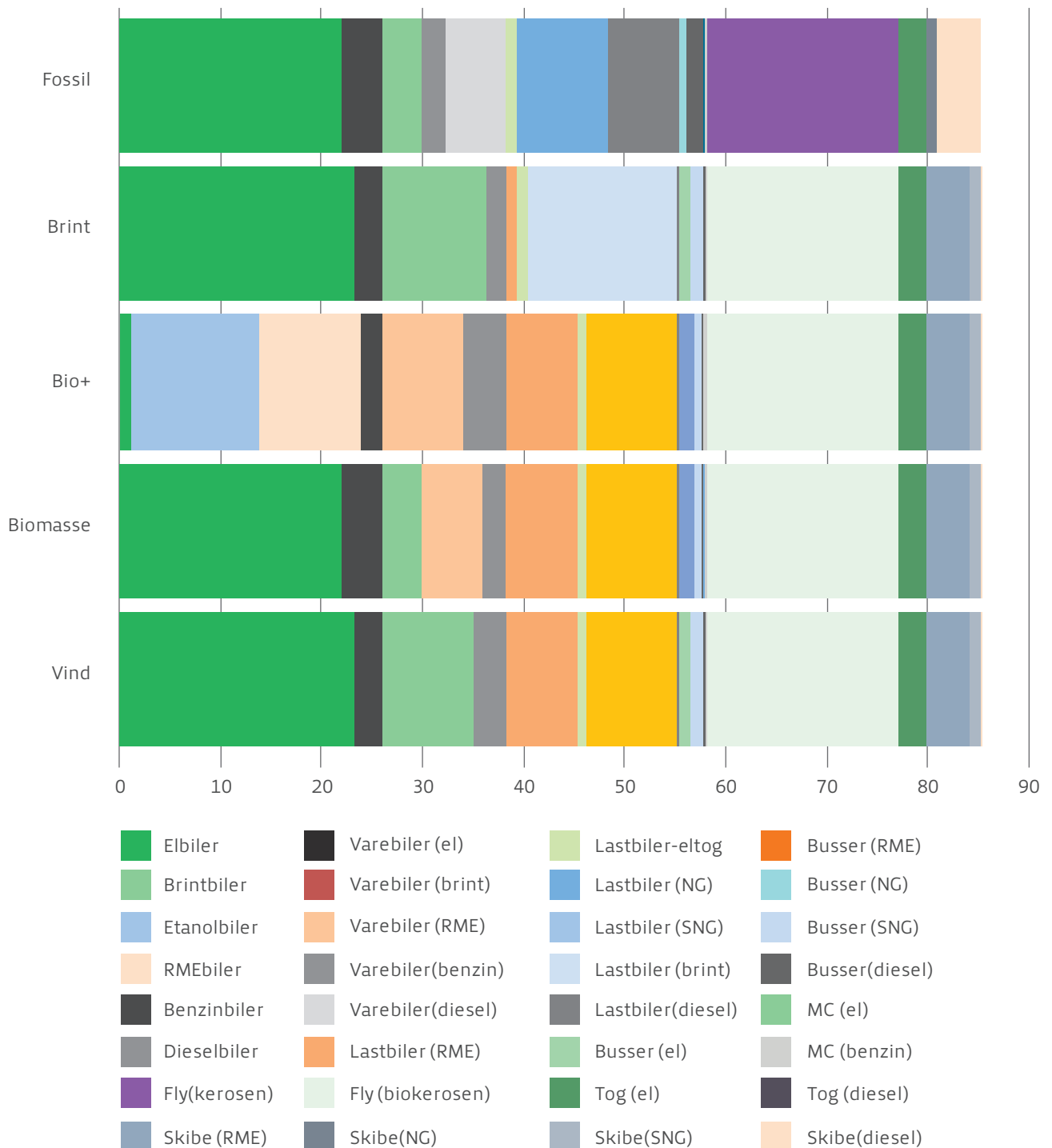
Fordeling af transportenergien 2050 på teknologier i de fem scenarier ses i tabel 10.1 og figur 10.1. Kapaciteter i brændstoffabrikker for 2050 i de fem scenarier ses i tabel 10.2.



Energiscenarier

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Elbiler	23,2	22,0	1,0	23,2	22,0
Brintbiler	0	0	0	0	0
Etanolbiler	0	0	12,8	0	0
RMEbiler	0	0	10,0	0	0
Benzinbiler	2,7	3,9	2,2	2,7	3,9
Dieselbiler	0	0	0	0	0
Varebiler (el)	9,0	4,0	0	10,3	4,0
Varebiler (brint)	0	0	0	0	0
Varebiler (RME)	0	6,0	8,0	0	0
Varebiler(benzin)	3,4	2,4	4,4	2,0	2,4
Varebiler(diesel)	0	0	0	0	6,0
Lastbiler (RME)	7,0	7,0	7,0	1,1	0
Lastbiler-eltog	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Lastbiler (NG)	0	0	0	0	9,0
Lastbiler (SNG)	9,0	9,0	9,0	0	0
Lastbiler (brint)	0	0	0	14,9	0
Lastbiler(diesel)	0,1	0,1	0,1	0	7,0
Busser (el)	1,2	0	0	1,2	0
Busser (RME)	0	1,6	1,6	0	0
Busser (NG)	0	0	0	0	0,7
Busser (SNG)	1,2	0,7	0,7	1,2	0
Busser(diesel)	0	0,1	0,1	0,0	1,7
MC (el)	0,3	0,3	0	0,3	0,3
MC (benzin)	0,2	0,2	0,5	0,2	0,2
Fly (biokerosen)	18,8	18,8	18,8	18,8	0
Fly(kerosen)	0	0	0	0	18,8
Tog (el)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Tog (diesel)	0	0	0	0	0
Skibe (RME)	4,2	4,2	4,2	4,2	0
Skibe(NG)	0	0	0	0	1,0
Skibe(SNG)	1,0	1,0	1,0	1,0	0
Skibe(diesel)	0	0	0	0	4,2
Total	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2

Tabel 10.1. Kapaciteter i transportsektoren i 2050. Enhed: PJ mekanisk energi.



Figur 10.1. Kapaciteter i transportsektoren i 2050. Enhed: PJ mekanisk energi. Grafisk illustration af tabel 10.1.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Biodiesel2Ghalm	0	14	20	0	0
Biodiesel2Gtræ	0	11	10	0	0
Biodiesel2Ghydrogenering	25,5	0	0	12	0
Biokerosen2G	0	37,6	37,6	0	0
Biokerosen2Ghydrogenering	37,6	0	0	37,6	0
Brintfabrik	2400 (4433)	0 (0)	0 (0)	3500 (4517)	0 (0)
Biogasanlæg	42	42	42	42	17
BiogasopgraderingHydrogenering	64,7	0	0	64,7	0
Biogasopgradering	0	42	42	0	0

Tabel 10.2. Kapaciteter i biobrændstoffabrikker 2050. Enhed: PJ undtagen brintfabrikker, som er i MW brint. Årlig benyttelsestid i parentes.

Transport- og raffineringsektoren 2035

For at nå de forudsatte omlægninger i 2050 forudsættes, at man i 2035 er "25 pct. på vej". Dvs. at hvis der i 2050 forudsættes fx 22 PJ mekanisk output fra elbiler, da er der 5,5 PJ i 2035. Det tager tid at opbygge infrastruktur til transport på el, gas og flydende biobrændsler (hvis de produceres i Danmark). Selve køretøjerne lever relativt kort tid (8-16 år), og man kunne derfor fortsætte med traditionelle køretøjer relativt længe op mod 2050. Men det giver næppe mening at begynde at opbygge infrastruktur i stor stil, hvis der ikke er noget aftag. Det giver heller ikke mening at opbygge et elnet til mange møller, længe før møllerne kommer, og at bygge møller

uden at have et nogenlunde tilsvarende elforbrug. Det forekommer derfor naturligt at lade ombygningen af infrastrukturen og opbygning på aftagersiden følges nogenlunde ad.

Hvis der som forudsat er 100 pct. biokerosen i fly i 2050, da er der altså 25 pct. i 2035. Det resterende transportforbrug dækkes af traditionel transport (benzinbiler, dieseldrevne lastbiler osv.).

I tabel 10.3 ses de forudsatte kapaciteter i transportsektoren, og i tabel 10.4 ses kapaciteterne i raffineringsektoren for 2035.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Elbiler	5,8	5,5	0,3	5,8	5,5
Brintbiler	0	0	0	0	0
Etanolbiler	0	0	3,2	0	0
RMEbiler	0	0	2,5	0	0
Benzinbiler	7,9	8,2	7,7	7,9	17,2
Dieselbiler	9,0	9,0	9,0	9,0	0
Varebiler (el)	2,3	1,0	0	2,6	1,0
Varebiler (brint)	0	0	0	0	0
Varebiler (RME)	0	1,5	2,0	0	0
Varebiler(benzin)	1,6	1,3	1,8	1,2	8,8
Varebiler(diesel)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Lastbiler (RME)	1,7	1,7	1,7	0	0
Lastbiler-eltog	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Lastbiler (NG)	0	0	0	0	2,3
Lastbiler (SNG)	2,3	2,3	2,3	0	0
Lastbiler (brint)	0	0	0	3,7	0
Lastbiler(diesel)	10,3	10,3	10,3	10,6	12,0
Busser (el)	0,3	0	0	0,3	0
Busser (RME)	0	0,4	0,4	0	0
Busser (gas)	0	0	0	0	0,2
Busser (gas)	0,3	0,2	0,2	0,3	0
Busser(diesel)	1,7	1,7	1,7	1,7	2,1
MC (el)	0,1	0,1	0	0,1	0
MC (benzin)	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4
Fly (biokerosen)	4,7	4,7	4,7	4,7	0
Fly(kerosen)	12,0	12,0	12,0	12,0	16,7
Tog (el)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Tog (diesel)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Skibe (RME)	1,1	1,1	1,1	1,1	0
Skibe(NG)	0	0	0	0	0,3
Skibe(SNG)	0,3	0,3	0,3	0,3	0
Skibe(diesel)	3,5	3,5	3,5	3,5	4,6
Total	73,9	73,9	73,9	73,9	73,9

Tabel 10.3. Kapaciteter i transportsektoren 2035. Enhed: PJ mekanisk energi.

Energiscenarier

Scenarie	2035				
	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Biodiesel2Ghalm	0	3,5	5,0	0	0
Biodiesel2Græ	0	2,8	2,5	0	0
Biodiesel2Ghydrogenering	6,4	0	0	3,0	0
Biokerosen2G	0	9,4	9,4	0	0
Biokerosen2Ghydrogenering	9,4	0	0	9,4	0
Brintfabrik	600 (4794)	0 (0)	0 (0)	875 (4794)	0 (0)
Biogasanlæg	27,0	27,0	27,0	17,0	17,0
BiogasopgraderingHydrogenering	16,2	0	0	16,2	0
Biogasopgradering	16,5	27,0	27,0	6,5	0

Table 10.4. Capacities in the refining sector 2035. Unit: PJ, excluding for brintfabrikker, where the unit is MW brint, and where annual utilization time is given in parentheses.

Procesenergi 2050

Sammensætningen af den fremtidige procesvarmeproduktion er valgt ud fra følgende hovedprincipper:

- › Alle scenarier: Brændselsfyrede kedler dimensioneres, så de alene – sammen med kraftvarmekapaciteten – kan dække max-forbruget. Varmepumper forsyner kun lavtemperaturproces. Kraftvarme forsyner kun mellemtemperaturproces. Brændsels- og elkedler kan forsyne alle temperaturniveauer.
- › I vind- og brintscenariet installeres desuden elkedler til højtemperatur og mellemtemperatur proces, som kan dække hele forbruget, når der er overskud af vind. Til lavtemperatur-proces regnes med varmepumper, der kan dække størsteparten af forbruget.
- › Biomassescenariet: Procesvarmeproduktionen baseres på biomassekraftvarme og biomassekedler.
- › Bio+scenariet: Stort set hele procesvarmeproduktionen baseres på biomassekraftvarme og biomassekedler.
- › Det fossile scenarie: Procesvarmeproduktionen baseres på kulkedler og kulkraftvarme.

Kapaciteter til procesvarmeproduktion i de fem scenarier for 2050 ses i tabel 10.5. Tabellen viser også de årlige benyttelsestider (som er resultatet af en simulering med tre timers tidsskridt).

Energiscenarier

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Elkedler	1000 (567)	0 (0)	0 (0)	1000 (717)	0 (0)
Trækedler	400 (8014)	900 (6341)	900 (6341)	500 (7299)	0 (0)
Gaskedler	600 (3322)	100 (588)	100 (588)	500 (2799)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1000 (5766)
HøjtempForbrug (max)	-916	-916	-916	-916	-916
BiomasseKV	500 (7542)	700 (7381)	700 (7382)	0 (0)	0 (0)
GasKV	0 (0)	100 (2885)	100 (2908)	500 (3760)	0 (0)
KulKV	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	800 (6905)
Elkedler	1300 (471)	0 (0)	0 (0)	1000 (1185)	0 (0)
Trækedler	0 (0)	400 (5192)	400 (5190)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	300 (6223)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Gaskedler	500 (2846)	100 (1406)	100 (1382)	800 (5759)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (4296)
MellemtempForbrug (max)	-1219	-1219	-1219	-1219	-1219
Varmepumper	500 (5557)	500 (5278)	100 (8566)	500 (6061)	0 (0)
Trækedler	0 (0)	400 (978)	400 (5434)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	200 (1260)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Gaskedler	300 (0)	100 (0)	100 (0)	500 (0)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (4296)
LavjtempForbrug (max)	-482	-482	-482	-482	-482

Tabel 10.5. Kapaciteter i procesenergi i 2050. Enhed: MW varme. Årlig benyttelsestid i parentes. Temperaturniveauer: Højtemperatur²², mellemtemperatur og lavtemperatur²³.

22. Over 200 grader C.

23. Under 100 grader C.

Procesenergi 2035

For procesvarme benyttes samme princip som for transport. Dvs. at man i 2035 er "25 pct. på vej" mod 2050. Kapaciteten i biomasse og el i 2035 forudsættes dermed at være 25 pct. af kapaciteten i 2050. Det resterende procesvarmeforbrug dækkes af traditionelle teknologier: gaskedler, oliekedler, gaskraftvarme etc.

Kapaciteter til procesvarmeproduktion i de fem scenarier for 2035 ses i tabel 10.6. Tabellen viser også de årlige benyttelsestider (som er resultatet af en simulering med tre timers tidsskridt).

Scenarie	2035				
	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Elkedler	250 (321)	0 (0)	0 (0)	250 (321)	0 (0)
Trækedler	100 (8760)	225 (8760)	225 (8760)	0 (0)	0 (0)
Gaskedler	500 (5498)	450 (5245)	350 (5245)	600 (5825)	100 (3332)
GaskedlerSNG	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (2478)	0 (0)
Oliekedler	400 (*)	400 (*)	400 (*)	400 (*)	400 (*)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (8477)
HøjtempForbrug (max)	-938	-938	-938	-938	-938
BiomasseKV	125 (8760)	175 (8760)	175 (8760)	0 (0)	0 (0)
GasKV	375 (4966)	500 (4765)	500 (4765)	500 (5084)	800 (3227)
KulKV	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Elkedler	325 (194)	0 (268)	0 (0)	250 (194)	0 (0)
Trækedler	0 (0)	100 (8706)	100 (8706)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	75 (8760)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Gaskedler	525 (5690)	175 (7109)	175 (7108)	800 (5212)	300 (1812)
Oliekedler	200 (*)	200 (*)	200 (*)	200 (*)	200 (*)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (8630)
MellemtempForbrug (max)	-1240	-1240	-1240	-1240	-1240
Varmepumper	125 (8760)	125 (8760)	25 (8760)	125 (8760)	0 (0)
Trækedler	0 (0)	100 (8760)	100 (8760)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	50 (8760)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Gaskedler	250 (3191)	175 (2661)	175 (4997)	300 (3748)	300 (8)
Oliekedler	200 (*)	200 (*)	200 (*)	200 (*)	200 (*)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (5930)
LavjtempForbrug (max)	-472	-472	-472	-472	-472

Tabel 10.6. Kapaciteter i procesopvarmning 2035. Enhed: MW varme. Årlig benyttelsestid i parentes. Temperatur-niveauer: Højtemperatur²⁴, mellemtemperatur og lavtemperatur²⁵. (*) Foreløbig antaget samme benyttelsestid for oliekedler som for gaskedler.

24. Over 200 grader C.

25. Under 100 grader C.

Individuel opvarmning 2050

Sammensætningen af den fremtidige individuelle varmeproduktion er valgt ud fra følgende hovedprincipper:

- › Vindscenariet, biomassescenariet og brintsce-
nariet: Både varmepumpekapaciteten og kedel-
kapaciteten dimensioneres, så de hver for sig
kan dække 70 pct. af spidslasten.

- › Bio+scenariet og det fossile scenarie: Der instal-
leres en væsentlig kapacitet i brændselsfyrede
kedler og en mindre kapacitet i varmepumper.

Kapaciteter til produktion af varme i individuelt op-
varmede bygninger i de fem scenarier for 2050 ses
i tabel 10.7.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Solvarme (PJ)	5	5	5	5	5
Luftvarmepumper	1000 (1099)	1000 (1097)	0 (0)	1000 (1099)	500 (8115)
Jordvarmepumper	2500 (6073)	2500 (6073)	1000 (8406)	2500 (6072)	500 (8694)
Biomassefyr	3500 (8)	3500 (8)	5000 (1577)	3500 (8)	4000 (1972)
Varmeforbrug (max)	-5016	-5016	-5016	-5016	-5016

Tabel 10.7. Kapaciteter i individuel opvarmning i 2050. Enhed: MW varme undtagen for sol, som er i PJ. Årlig benyttel-
sestid i parentes.

Individuel opvarmning 2035

Kapaciteterne i individuel opvarmning i 2035 ses i
tabel 10.8. De minder om dem i 2050, da individuel
opvarmning skal være fossilfri allerede 2035. Sol-

varme og varmepumper antages dog kun at bidrage
med halvt så meget i 2035 som i 2050.

Scenarie	2035				
	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Solvarme (PJ)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Luftvarmepumper	500 (7000)	500 (7000)	0 (0)	500 (7000)	500 (8701)
Jordvarmepumper	1250 (8427)	1250 (8427)	500 (8760)	1250 (8427)	500 (8760)
Biomassefyr	4300 (1626)	4300 (1626)	5600 (2972)	4300 (1626)	2500 (4636)
Varmeforbrug (max)	-6162	-6162	-6162	-6162	-6162

Tabel 10.8. Kapaciteter i individuel opvarmning 2035. Enhed: MW varme undtagen for sol, som er i PJ. Årlig benyttel-
sestid i parentes.

Fjernvarme 2050

Kapaciteter til produktion af fjernvarme i centrale og decentrale fjernvarmeområder fastlægges efter følgende principper:

Central fjernvarme:

- › Alle scenarier: Central fjernvarme modtager overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne samt 3,2 PJ industrioverskudsvarme. Al affaldsforbrænding placeres i de centrale fjernvarmeområder med en affaldsforbrændingskapacitet på 1000 MJ/s, nogenlunde svarende til den indenlandske mængde forbrændingseggede affald på 42,4 PJ²⁶. Der installeres 100 MJ/s eldrevet geotermi og 2 PJ solvarme²⁷. Der installeres spidslastkedler, så disse sammen med kapaciteten fra overskudsvarme og kraftvarme kan dække max-forbruget.
- › Vindscenariet og brintscenariet: Indeholder ingen centrale kraftvarmeværker men varmepumper og biomassefyrede spidslastkedler.
- › Biomassescenariet og bio+ scenariet: Indeholder biomassefyrede udtagværker, varmepumper og biomassefyrede spidslastkedler.
- › Det fossile scenarie: Indeholder kulfyrede udtagværker og kulfyrede spidslastkedler.

Decentral fjernvarme

- › Alle scenarier: Der installeres 100 MJ/s eldrevet geotermi, 5 PJ solvarme og 1,5 PJ industrioverskudsvarme. Der installeres spidslastkedler, så kapaciteten fra disse sammen med overskudsvarme og kraftvarme kan dække max-forbruget.
- › Vindscenariet: Gasfyrede (SNG) kraftvarmeværker, varmepumper og biomassekedler.
- › Biomassescenariet: Gasfyrede kraftvarmeværker, varmepumper og biomassekedler.
- › Bio+scenariet: Biomassekraftvarme, (få) varmepumper og biomassekedler.
- › Brintscenariet: Gasfyrede kraftvarmeværker, varmepumper og SNG-kedler.
- › Det fossile scenarie: Naturgasfyret kraftvarme og kulfyrede spidslastkedler.

Fjernvarmekapaciteterne i de fem scenarier for 2050 ses i tabel 10.9 og 10.10 for hhv. central og decentral fjernvarme.

26. Det viser sig, at driftstiden af 1000 MJ/s affaldsforbrænding er lidt forskellig i de forskellige scenarier. Der anvendes derfor ikke helt samme mængde affald i de forskellige scenarier. Dette er dog inden for usikkerheden på mængden af energi fra dansk affald.

27. På grund af bidrag fra affald og overskudsvarme antages solvarmens udbredelse mindre i centrale fjernvarmeområder end i decentrale.

Energiscenarier

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
AffaldskV	1000 (8189)	1000 (8442)	1000 (8420)	1000 (8115)	1000 (8691)
BiomasseUdtag	0 (0)	1700 (688)	2000 (522)	0 (0)	0 (0)
KulKV	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1500 (3562)
VP	250 (2959)	250 (413)	0 (0)	500 (3304)	0 (0)
Geotermi	100 (3868)	100 (3868)	100 (721)	100 (4567)	25 (2599)
Solvarme	2	2	2	2	2
IndOvskVarme	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Trækedler	0 (0)	500 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	2300 (329)	0 (0)	500 (7)	2000 (341)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1200 (888)
BiodieselHalm	0	243	347	0	0
BiodieselTræ	0	191	173	0	0
BiodieselHydrogenering	364	0	0	171	0
Kerosen	0	653	653	0	0
KerosenHydrogenering	538	0	0	538	0
Fjernvarmeforbrug	-3631	-3631	-3631	-3631	-3631

Tabel 10.9. Kapaciteter i central fjernvarme i 2050. Enhed: MW varme undtagen for sol, som er i PJ. Årlig benyttelsestid i parentes. Med rødt afledte overskudsvarmekapaciteter fra biobrændstoffabrikker.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
FlisKV	0 (0)	0 (0)	400 (8303)	0 (0)	0 (0)
GasKV	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1000 (2790)
GasKVSNG	600 (2258)	600 (2869)	600 (2812)	600 (1828)	0 (0)
KV(biogas)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	250 (7733)
VP	800 (5263)	800 (6798)	200 (6806)	2000 (2933)	0 (0)
Geotermi	100 (7771)	100 (8535)	100 (8035)	100 (7762)	25 (7332)
Solvarme	5	5	5	5	5
IndOvskVarme	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Trækedler	0 (0)	1800 (1247)	1600 (1928)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	1800 (746)	0 (0)	0 (0)	1800 (12)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1800 (2563)
Biogasanlæg	-162	-162	-162	-162	-66
BiogasHydrogenering	308	0	0	308	0
Fjernvarmeforbrug	-2421	-2421	-2421	-2421	-2421

Tabel 10.10. Kapaciteter i decentral fjernvarme i 2050. Enhed: MW varme undtagen for sol og industrioverskudsvarme, som er i PJ. Årlig benyttelsestid i parentes. Med rødt afledte kapaciteter fra biogasanlæg.

Fjernvarme 2035

Fjernvarmekapaciteterne er valgt efter nogenlunde samme hovedprincipper som for 2050, da fjernvarmen skal være fossilfri i 2035. Dog er der i 2035 væsentligt mindre overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne. Desuden eksisterer enkelte af de nuværende kraftværker fortsat (nu fyret med/ombygget til VE-brændsler). I vind- og brintscenarierne er antaget, at kun de tre nyeste kraftværker fortsat findes i 2035. Rationalet er, at der ikke er økonomi i at levetidsforlænge de ældre kraftværker med så meget vindkraft.

I biomasse- og bio+ scenarierne er antaget, at yderligere fem af de næst-nyeste kraftværker lever i

2035 (se også nedenfor under elkapaciteter). I det fossile scenarie antages disse værker også at eksistere i 2035 – men på kul.

Antagelsen om hvilke centrale værker, der er i drift i fremtiden, er i sagens natur usikker og beror bl.a. på fremtidige beslutninger hos ejerne, der igen afhænger af deres vurdering af markedet.

Affaldskapaciteten i 2035 er sat til 870 MW varme. Det er lidt mindre end i 2050, fordi affaldsmængden er lidt mindre (ca. 38,6 PJ). Solvarmeproduktionen antages at være den halve af, hvad den er i 2050. Herudover installeres spidslastkapacitet i kedler, så varmespiden kan dækkes.

Scenarie	2035				
	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
AffaldsKV	870 (8742)	870 (8738)	870 (8736)	870 (8746)	870 (8754)
CKVbiomasse1 ²⁸	1269 (4701)	1269 (2764)	1269 (2859)	1269 (4846)	0 (0)
CKVbiomasse2 ²⁹	0 (4000)	1603 (2250)	1603 (2325)	0 (0)	0 (0)
CKVkul ³⁰	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	2872 (3407)
VP	250 (2700)	250 (1585)	0 (0)	250 (2841)	0 (0)
Geotermi	100 (4804)	100 (2979)	100 (2962)	100 (4821)	25 (511)
Solvarme	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
IndOvskVarme	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Trækedler	0 (0)	300 (8)	300 (22)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	2300 (416)	0 (0)	0 (0)	2400 (450)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (12)
BiodieselHalm	0	61	87	0	0
BiodieselTræ	0	48	43	0	0
BiodieselHydrogenering	91	0	0	43	0
Biokerosen	0	163	163	0	0
BiokerosenHydrogenering	135	0	0	135	0
Fjernvarmeforbrug	-4161	-4161	-4161	-4161	-4161

Tabel 10.11. Kapaciteter i central fjernvarme 2035. Enhed: MW varme undtagen for sol og industrioverskudsvarme, som er i PJ. Årlig benyttelsestid i parentes. Med rødt afledte kapaciteter fra biobrændstoffabrikker.

28. Dækker over de tre nyeste eksisterende værker: Avedøreværk 2, Nordjyllandsværket og Skærbækværket, alle omstillet til biomasse.

29. Dækker over de fem næstnyeste eksisterende værker: Avedøreværk 1, Amagerværk 3, Fynsværk 7, Esbjergværket og Studstrupværk 3, alle levetidsforlænget og omstillet til biomasse.

30. Dækker over de otte ovenstående værker, fyret med kul.

Energiscenarier

Scenarie	2035				
	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
FlisKV	0 (0)	0 (0)	400 (8675)	0 (0)	0 (0)
GasKV	900 (3162)	600 (3563)	600 (3166)	600 (3115)	0 (0)
VP	400 (6081)	250 (6812)	250 (5762)	400 (6257)	0 (0)
Geotermi	100 (8397)	100 (8621)	100 (8170)	100 (8569)	25 (7861)
Solvarme	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
IndOvskVarme	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Trækedler	0 (0)	2600 (2807)	2500 (1750)	0 (0)	0 (0)
Halmkedler	2300 (2265)	0 (0)	0 (0)	2300 (2504)	0 (0)
Kulkedler	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1000 (4219)
BiogasHydrogenering	77	0	0	77	0
BiogasOpgradering	0	0	0	0	0
Fjernvarmeforbrug	-2774	-2774	-2774	-2774	-2774

Tabel 10.12. Kapaciteter i decentral fjernvarme i 2050. Enhed: MW varme undtagen for sol og industrioverskudsvarme, som er i PJ. Årlig benyttelsestid i parentes. Med rødt afledte kapaciteter fra biogasanlæg.

Elproduktion 2050

En del af elkapaciteten bliver afledt af kapaciteter fra transport, raffineringsektoren, proces (industriel kraftvarme, elkedler og varmepumper), fjernvarme (kraftvarme, varmepumper og geotermi) samt individuel opvarmning (varmepumper). Kapaciteter til elproduktion i 2050 fastlægges i øvrigt efter følgende principper:

- › Alle scenarier: Kraftvarme- og kondenskapacitet samt udlandsforbindelser til Norge og Sverige skal tilsammen kunne dække maxforbrug inkl. ikke-afbrydelige forbrug fra transport og brændstoffabrikker. I timesimuleringerne medregnes kun forbindelser til Norge og Sverige, idet vandkraften her i en vis forstand bruges som lager for vindkraften. Der eksisterer herudover en række forbindelser til Tyskland, og flere forbindelser er under planlægning. Den fulde udlandskapacitet indgår i beregningerne af forsyningsikkerheden (som findes i afsnit 11). Beregning af elforsyningsikkerheden er foretaget sideløbende på Monte Carlo-simuleringsmodellen FSI³¹ m.h.p. at sikre, at der er installeret nok gasturbinekapacitet til at sikre forsyningsikkerheden. Der sigtes i øvrigt mod, at der ikke er netto-elimport i et normalår, således at der ikke er energiafhængighed af udlandet.
- › Vindscenariet: 17½ GW vind og 2 GW solceller. Ingen centrale værker. Decentral kraftvarme i industri og fjernvarme. Gasturbiner til spidslast og reserve.
- › Biomassescenariet: 8 GW vind og 2 GW solceller. Biomassebaserede udtagværker samt decentral kraftvarme i industri og fjernvarme. Gasturbiner til spidslast og reserve.

- › Bio+scenariet: 6 GW vind og 2 GW solceller. Biomassebaserede udtagværker samt decentral kraftvarme i industri og fjernvarme. Gasturbiner til spidslast og reserve.
- › Brintscenariet: 21 GW vind og 2 GW solceller. Ingen centrale værker. Decentral kraftvarme i industri og fjernvarme. Brændselsceller til spidslast og reserve.
- › Det fossile scenarie: 8 GW vind og 0,8 GW solceller (niveauet fra 2020). Kulfyrede udtagværker samt decentral kraftvarme i industri og fjernvarme.

Kapaciteter til produktion af el i de fem scenarier for 2050 ses i tabel 10.13. Årlig benyttelsestid vises i parentes (disse er et resultat af en simulering med tre timers tidsskridt).

Der er både i 2050 og 2035 tale om ”slanke” elsystemer, hvor der kun lige er kapacitet nok til at sikre elforsyningsikkerheden. Spørgsmålet om størrelsen af den nødvendige elkapacitet i relation til forsyningsikkerheden vurderes nærmere i elanalysen.

I tabel 10.13 og 10.14 optræder en række forskellige elforbrug. En del af disse regnes afbrydelige: elkedler, varmepumper, brintfabrikker og geotermi. Klassisk elforbrug regnes ikke afbrydeligt, selv om der vides at være et vist potentiale for afbrydelighed. Brændstoffabrikker på nær brintfabrikker samt el til transport regnes heller ikke afbrydelige. Også her er der formentlig et vist potentiale for afbrydelighed.

31. FSI er en videreudvikling foretaget af Energinet.dk af en model udviklet i Energistyrelsen. Der er desuden foretaget tilsvarende beregninger på Energistyrelsens egen model SISYFOS – med nogenlunde samme resultat.

Energiscenarier

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Havmøller	14000 (4116)	5000 (4141)	2500 (4132)	17500 (4073)	5000 (4135)
Landmøller	3500 (3076)	3500 (3076)	3500 (3069)	3500 (3076)	3500 (3076)
Solceller	2000 (849)	2000 (849)	1000 (849)	2000 (849)	800 (849)
Gasturbiner	4600 (300)	1000 (492)	400 (677)	4600 (299)	1400 (200)
CKVbiomasse	0 (0)	2040 (4306)	2400 (4526)	0 (0)	0 (0)
CKVkul	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1575 (3980)
Brændselsceller	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (0)	0 (0)
Elimport	3740 (3467)	3740 (1147)	3740 (402)	3740 (3380)	3740 (511)
Elekспорт	-4140 (3483)	-4140 (2863)	-4140 (3112)	-4140 (3734)	-4140 (4169)
Elbiler	-846	-802	-36	-846	-802
Varebiler (el)	-328	-146	0	-376	-146
Busser (el)	-44	0	0	-44	0
MC (el)	-12	-12	0	-12	-12
Tog (el)	-106	-106	-106	-106	-106
AffaldsKV	366	366	366	366	366
VP, centrale	-78	-78	0	-156	0
Geotermi	-21	-21	-21	-21	-5
FlisKV	0	0	181	0	0
GasKV	0	0	0	0	1140
GasKVSNG	684	684	684	684	0
VP, decentrale	-250	-250	-63	-625	0
Geotermi	-21	-21	-21	-21	-5
Elkedler	-1010	0	0	-1010	0
BiomasseKV industri	305	427	427	0	0
GasKV industri	0	89	89	445	0
KulKV industri	0	0	0	0	488
Elkedler	-1313	0	0	-1010	0
VP, proces	-167	-167	-33	-167	0
LuftVP individuelle	-250	-250	0	-250	-125
JordVP individuelle	-556	-556	-222	-556	-111
Biodiesel2Ghalm	0	34	49	0	0
Biodiesel2Gtræ	0	27	24	0	0
Biodiesel2Ghydrogenering	50	0	0	23	0
Biokerosen2G	0	92	92	0	0
Biokerosen2Ghydrogenering	73	0	0	73	0
Brintfabrik	-4138	0	0	-6034	0
Biogasanlæg	-19	-19	-19	-19	-8
BiogasopgraderingHydrogenering	-1226	0	0	-1226	0
Biogasopgradering	0	-60	-60	0	0
Klassisk elforbrug	-4968	-4968	-4968	-4968	-4968

Tabel 10.13. Elkapaciteter 2050 (MW el). Årlig benyttelsestid i parentes. De med blå markerede kapaciteter er afledte elkapaciteter fra elforbrug i transportsektoren, varmekapaciteter i fjernvarme, proces, husholdninger og brændstof-fabrikker. Negative kapaciteter er forbrug.

Elproduktion 2035

En del af elkapaciteten bliver afledt af kapaciteter fra transport, raffineringssektoren, proces (industriel kraftvarme, elkedler og varmepumper), fjernvarme (kraftvarme, varmepumper og geotermi) samt individuel opvarmning (varmepumper). Elkapaciteten i 2035 fastlægges i øvrigt efter følgende principper:

- › Landvindkapaciteten er den samme i hele perioden 2011-2050.
- › Solcellekapaciteten er det halve af, hvad den er i 2050.
- › Havmøllekapaciteten justeres, så der ikke er netto-elimport.
- › Gasturbinekapaciteten beregnes, så forsynings-sikkerheden er uændret i forhold til i dag. Se evt. afsnit 11 om forsynings-sikkerhed.

Kapaciteter til produktion af el i de fem scenarier for 2035 ses i tabel 10.14. Årlig benyttelsestid vises i parentes (denne er et resultat af en simulering med tre timers tidsskridt).

Energiscenarier

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Havvind	5000 (4141)	3500 (4141)	2100 (4141)	6000 (4141)	2150 (4131)
Landvind	3500 (3077)	3500 (3077)	3500 (3077)	3500 (3077)	3500 (3069)
Solceller	1000 (850)	1000 (850)	750 (850)	1000 (850)	800 (850)
Gasturbiner	900 (119)	400 (0)	200 (0)	400 (888)	300 (0)
Brændselsceller	0 (0)	0 (0)	0 (0)	500 (0)	0 (0)
CKVbiomasse1 (§)	1421 (1576)	1421 (3037)	1421 (3103)	1421 (1496)	0 (0)
CKVbiomasse2 (§)	0 (2000)	1355 (1097)	1355 (1137)	0 (0)	0 (0)
CKVkul (§)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	2776 (5073)
Elimport	3740 (2118)	3740 (1026)	3740 (694)	3740 (2220)	3740 (39)
Eleksport	-4140 (2075)	-4140 (2718)	-4140 (2519)	-4140 (2394)	-4140 (4597)
Elbiler	-211	-200	-9	-211	-200
Varebiler (el)	-82	-36	0	-94	-36
Busser (el)	-11	0	0	-11	0
MC (el)	-3	-3	0	-3	0
Tog (el)	-73	-73	-73	-73	-73
AffaldsKV	319	319	319	319	319
GasKV	0	0	0	0	0
VP, centrale	-83	-83	0	-83	0
FlisKV	0	0	181	0	0
GasKV	1026	684	684	684	0
VP, decentrale	-133	-83	-83	-133	0
Geotermi	-21	-21	-21	-21	-5
Elkedler	-253	0	0	-253	0
BiomasseKV industri	76	107	107	0	0
GasKV	334	445	445	445	712
Elkedler	-328	0	0	-253	0
VP, proces	-42	-42	-8	-42	0
LuftVP individuelle	-125	-125	0	-125	-125
JordVP individuelle	-278	-278	-111	-278	-111
Biodiesel2Ghalm	0	9	12	0	0
Biodiesel2Gtræ	0	7	6	0	0
Biodiesel2Ghydrogenering	12	0	0	6	0
Biokerosen2G	0	23	23	0	0
Biokerosen2Ghydrogenering	18	0	0	18	0
Brintfabrik	-1034	0	0	-1509	0
Biogasanlæg	-12	-12	-12	-8	-8
BiogasopgraderingHydrogenering	-306	0	0	-306	0
Biogasopgradering	-24	-39	-39	-9	0
Klassisk elforbrug	-5217	-5217	-5217	-5217	-5217

Tabel 10.14 Elkapaciteter 2035 (MW el). For el til transport er antaget et jævnt aftag over døgnet. Årlig benyttelsestid i parentes. De med blå markerede kapaciteter er afledte elkapaciteter fra elforbrug i transportsektoren, varmepaciteter i fjernvarme, proces, husholdninger og brændstoffabrikker. Negative kapaciteter er forbrug. (§) Se under central fjernvarme.



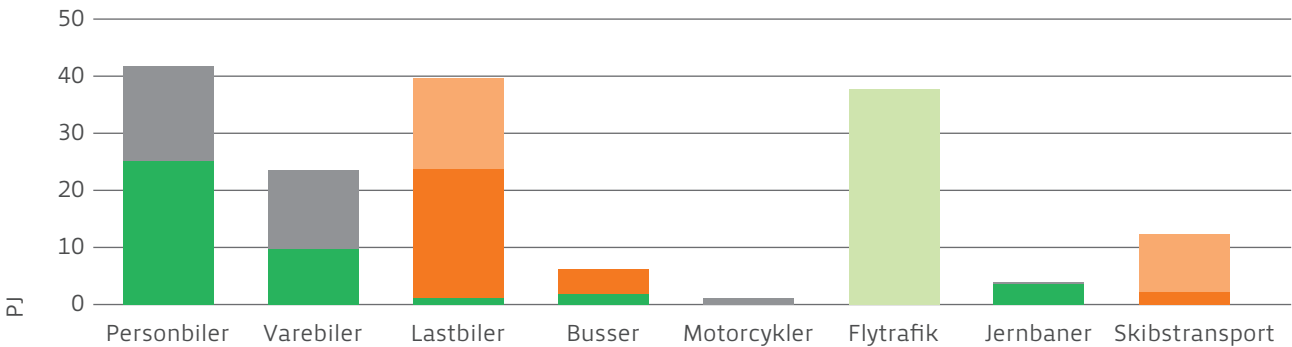
11
Resultater af
hovedscenarierne
for 2050

11. Resultater af hovedscenarierne for 2050

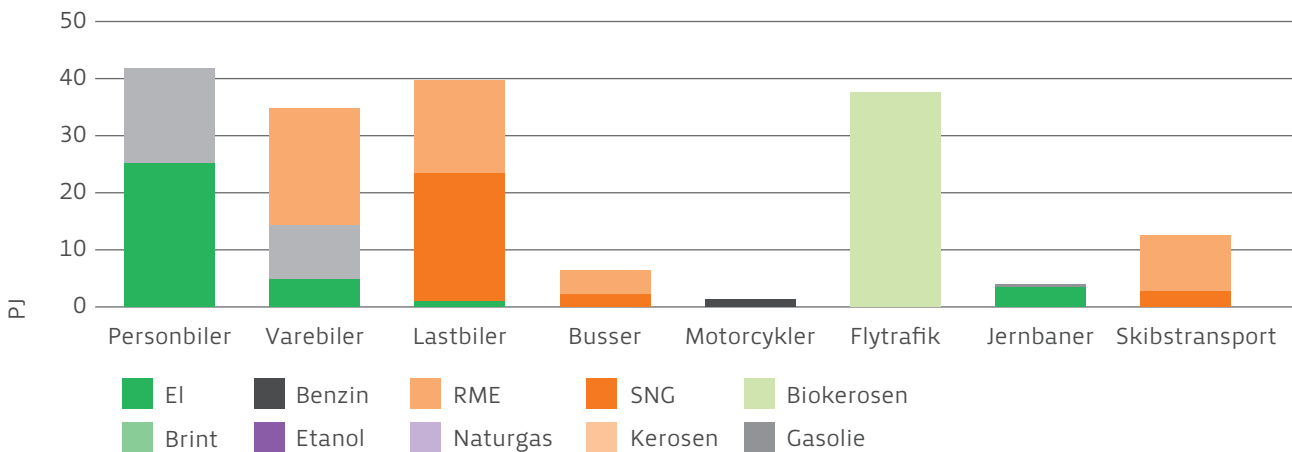
I det følgende gennemgås resultaterne af de gennemregnede scenarier. Dels sektorvis, dels samlet m.h.t brændselsforbrug, omkostninger m.v. Alle scenarier (men i sagens natur ikke det fossile scenarie) opfylder den fossile frie målsætning i 2050, dvs. alle brændsler er baseret på biomasse og affald. Når der optræder et benzin- og et diesel (gasolie)forbrug, skyldes det, at disse forekommer som overskud ved produktion af biokerosen.

Transport

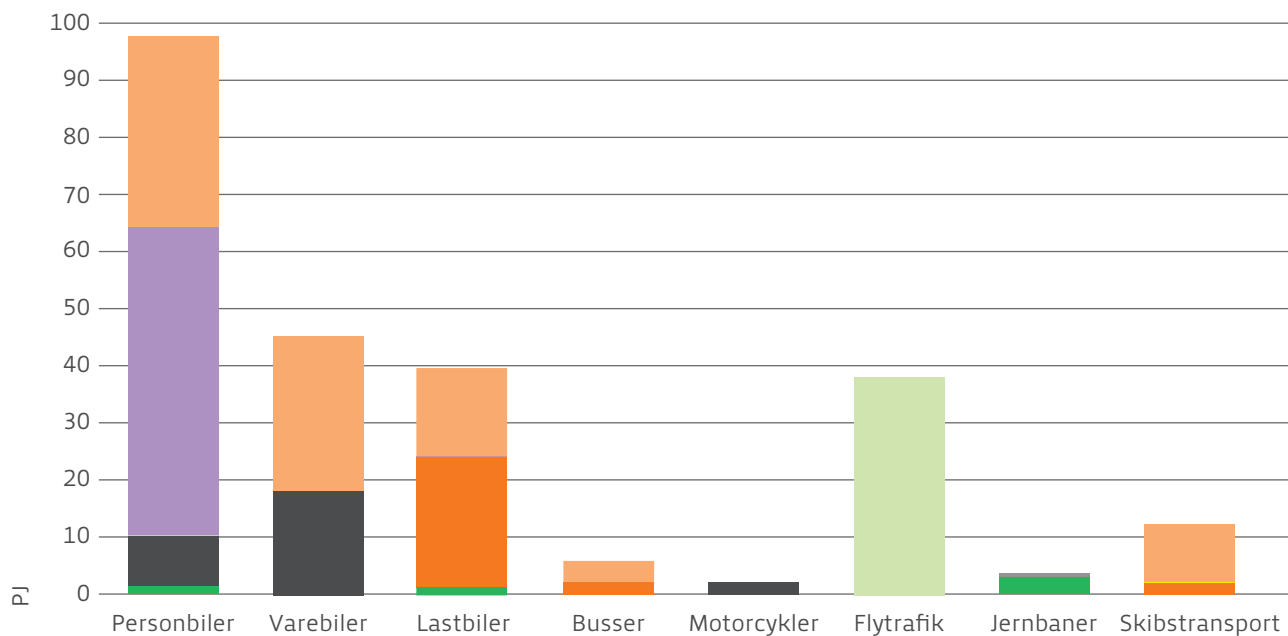
I figur 11.1-11.5 illustreres brændselsforbruget til transport for de fem scenarier. El indgår med vægten 1 i forhold til brændsler. På grund af den høje effektivitet af elkøretøjer "fylder" el relativt lidt på figurerne. Det giver sig fx udtryk i bio+ scenariet, hvor der næsten ikke er elbiler. Her fylder personbilerne omkring 100 PJ, mens de kun fylder omkring 40 PJ i de scenarier, hvor der er mange elbiler.



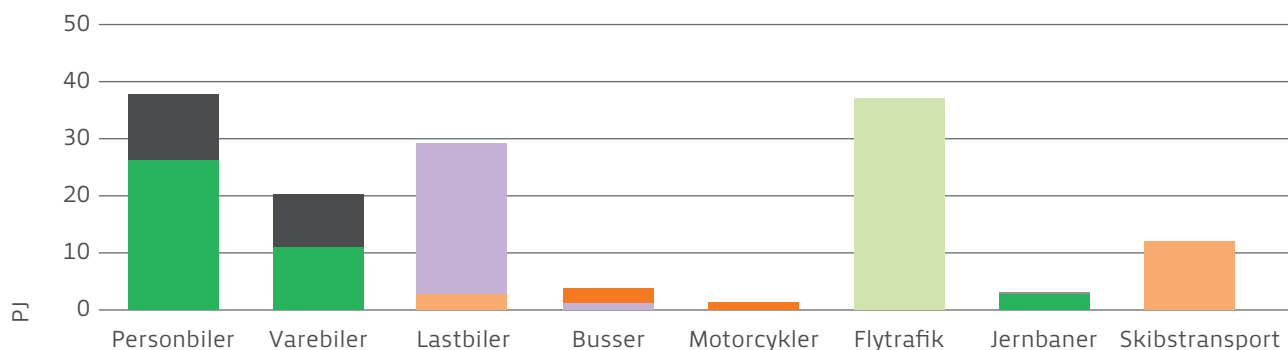
Figur 11.1. Input til transportsektoren i vindscenariet 2050.



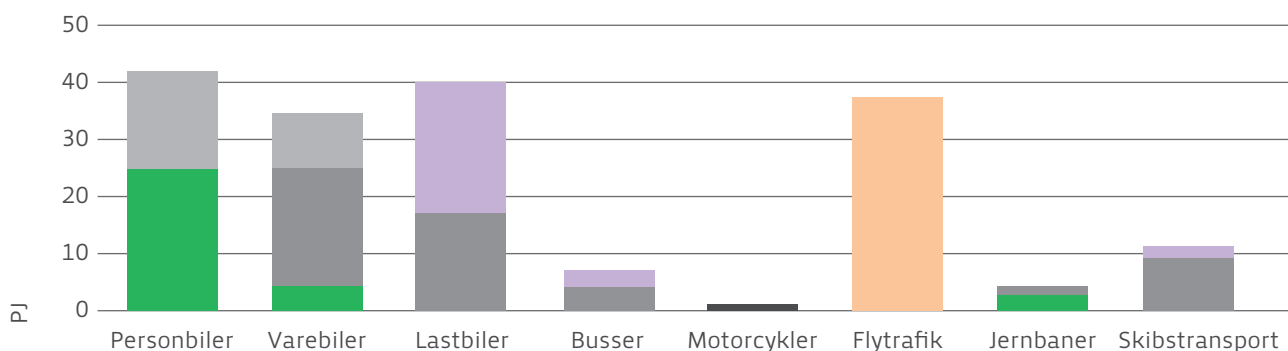
Figur 11.2. Input til transportsektoren i biomassescenariet 2050.



Figur 11.3. Input til transportsektoren i bio+scenariet 2050.



Figur 11.4. Input til transportsektoren i brintscenariet 2050.



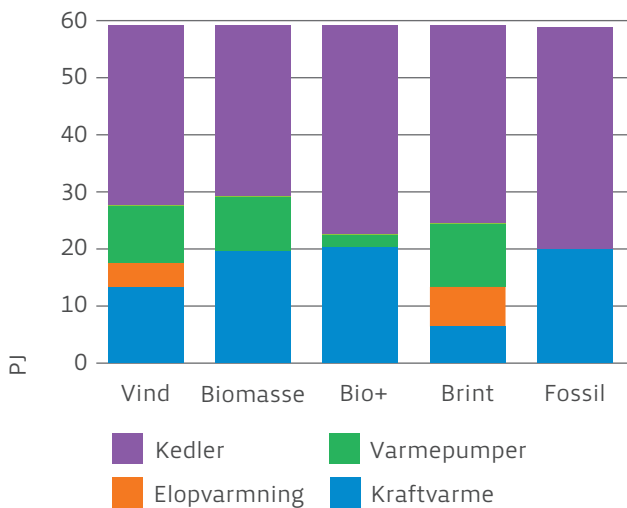
Figur 11.5. Input til transportsektoren i det fossile scenarie 2050.

Procesvarmeproduktion 2050

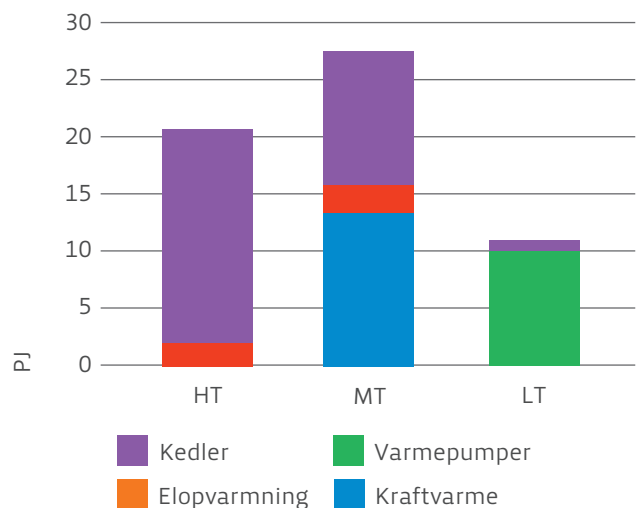
Procesvarmeproduktionen 2050 ses i tabel 11.1 i de fem scenarier. En grafisk illustration ses i figur 11.6. Det er karakteristisk, at jo mere vindkraft der er i systemet, des mere bidrager elkedlerne til procesvarmen. Der er desuden en betydelig produktion på brændselskedler. Dette skyldes især højtemperaturproces, som kun kan leveres fra kedler eller elkedler³². Figur 11.7 viser procesvarmeproduktionen i vindscenariet fordelt på temperaturniveauer.

Scenarie	Kraftvarme	Elkedler	Varmepumper	Kedler	Total
Vind	13,6	4,2	10,0	31,5	59,3
Biomasse	19,6	0	9,5	30,1	59,3
Bio+	19,7	0	3,1	36,6	59,3
Brint	6,8	6,8	10,9	34,8	59,3
Fossil	19,9	0	0	39,4	59,3

Tabel 11.1. Procesvarmeproduktionen 2050 (PJ).



Figur 11.6. Procesvarmeproduktionen 2050 i de fem scenarier fordelt på opvarmningsformer. Grafisk illustration af tabel 11.1.



Figur 11.7. Procesvarmeproduktionen 2050 i vindscenariet opdelt på højtemperatur (HT), mellemtemperatur (MT) og lavtemperatur (LT) varme.

32. Højtemperaturproces kan evt. leveres ved udtag af højtemperaturdamp fra et kraftvarmeværk, men beregningsteknisk er det sat lig produktion på en brændselsfyret kedel.

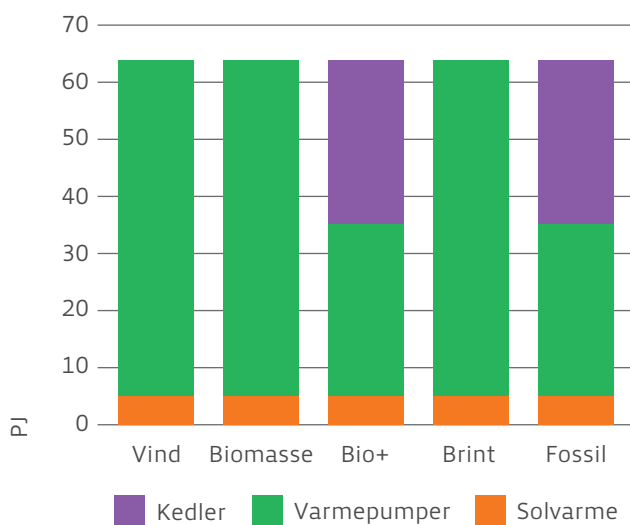
Individuel opvarmning 2050

Sammensætning af individuel opvarmning ses i tabel 11.2. Den er domineret af varmepumper, undtagen i bio+ scenariet og det fossile scenarie, hvor halvdelen kommer fra kedler. En grafisk illustration ses i figur 11.8.

Der var i 2011 et brændeforbrug på godt 20 PJ. Der er ikke medregnet brænde i scenarierne. Brænde vil evt. kunne erstatte en del af varmepumpeproduktionen.

Scenarie	Solvarme	Varmepumper	Kedler	Total
Vind	5,0	58,6	0,1	63,7
Biomasse	5,0	58,6	0,1	63,7
Bio+	5,0	30,3	28,4	63,6
Brint	5,0	58,6	0,1	63,7
Fossil	5,0	30,3	28,4	63,6

Tabel 11.2 Individuel varmeproduktion 2050 (PJ).



Figur 11.8. Individuel varmeproduktionen 2050. Grafisk illustration af tabel 11.2.

Energiscenarier



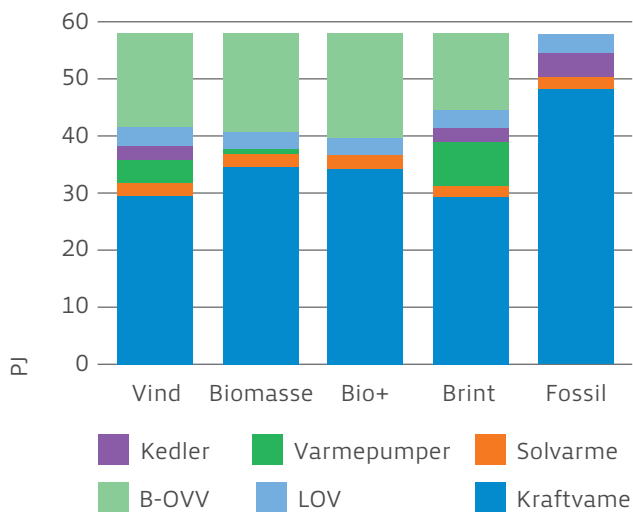
Fjernvarmeproduktion 2050

Fjernvarmeproduktionen i de centrale fjernvarmeområder ses i tabel 11.3. Største bidrag er kraftvarme (KV), der dog i alle tilfælde er langt mindre end i dag, både absolut og procentuelt. Herudover er der et stort bidrag fra overskudsvarme fra de fabrikker,

der producerer biobrændstof (B-OVV). Varmepumper (VP) spiller en vis rolle i vind- og brintscenariet, men bidragene er beskedne, især på grund af den store mængde af overskudsvarme.

Scenarie	Kraftvarme	Sol	Varmepumper	Kedler	Industrioversk.v.	Brænds.-fabrikker	Total
Vind	29,5	2,0	4,1	2,7	3,2	16,2	57,6
Biomasse	34,6	2,0	0,7	0	3,2	17,1	57,6
Bio+	34,1	2,0	0,3	0	3,2	18,1	57,6
Brint	29,2	2,0	7,6	2,5	3,2	13,2	57,6
Fossil	48,3	2,0	0,2	3,8	3,2	0	57,6

Tabel 11.3. Produktion af central fjernvarme 2050 (PJ).



Figur 11.9. Produktion af central fjernvarme 2050. Grafisk illustration af tabel 11.3.

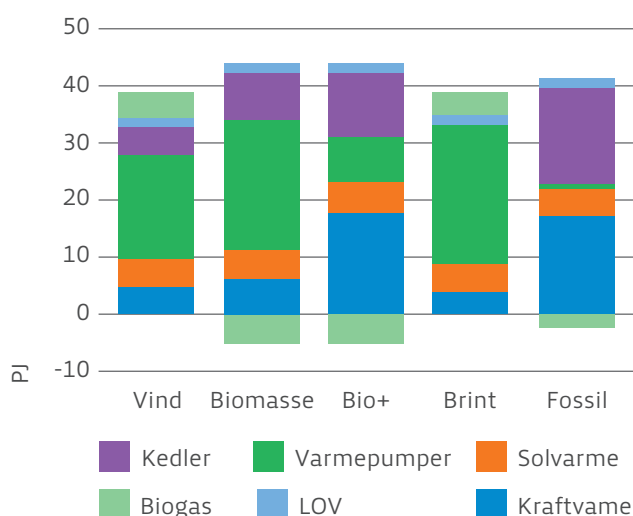
En række af de fjernvarmeproducerende anlæg får relativt få driftstimer (se evt. tabel 10.9). Det skyldes navnlig overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne. Men også prispres fra vindproduktionen (mest udtalt i vind- og brintscenariet) reducerer driftstiden af kraftvarmeværkerne.

Der er i afsnit 13 regnet på en variant, hvor overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne ikke er til rådighed, fordi biobrændstoffet importeres. Man kan også vælge at smide overskudsvarmen væk, men det forekommer umiddelbart at være ressourcespild.

Fjernvarmeproduktionen i de decentrale fjernvarmeområder ses i tabel 11.4. Den er domineret af varmepumper (VP) med undtagelse af bio+ scenariet, hvor største bidrag er fra kraftvarme (KV). I vind- og brintscenariet er der et bidrag af overskudsvarme fra biogasanlæggene, idet disse forsynes med hydrogeneringsanlæg. I biomasse- og bio+ scenarierne opgraderes biogassen uden brint, og dermed optræder biogasanlæggene i stedet med et procesvarmeforbrug.

Scenarie	Kraftvarme	Sol	Varmepumper	Kedler	Industrioversk.v.	Brænds.-fabrikker	Total
Vind	4,9	5,0	18,0	4,8	1,5	4,2	38,4
Biomasse	6,2	5,0	22,7	8,1	1,5	-5,0	38,4
Bio+	18,0	5,0	7,8	11,1	1,5	-5,0	38,4
Brint	3,9	5,0	23,9	0,1	1,5	4,0	38,4
Fossil	17,0	5,0	0,7	15,3	1,5	-2,0	38,4

Tabel 11.4. Produktion af decentral fjernvarme 2050 (PJ).



Figur 11.10. Produktion af decentral fjernvarme 2050. Grafisk illustration af tabel 11.4. Bemærk, at den negative produktion i biomasse- og bio+ scenariet skyldes procesvarmeforbrug i biogasanlæggene.

Det bemærkes, at de decentrale gasfyrede kraftvarmeværker har relativt få driftstimer i vind-, biomasse- og brintscenariet (se evt. tabel 10.10). Det skyldes en relativt høj pris på (syntetisk) naturgas kombineret med prispres fra vindkraften.

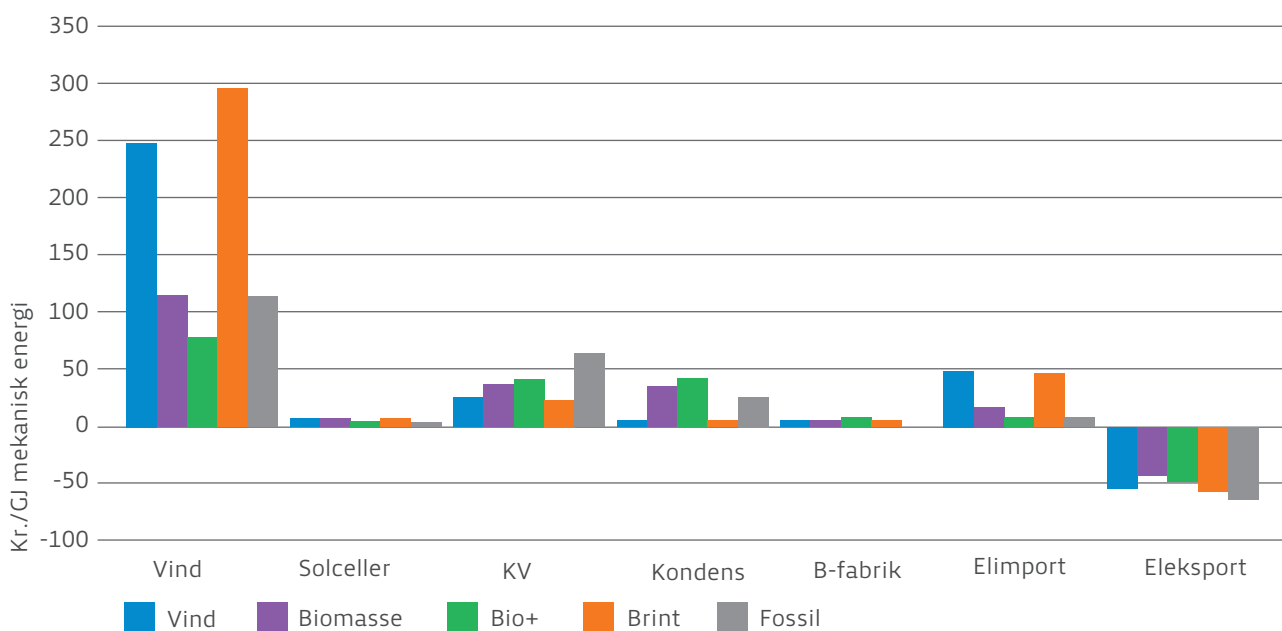
Elproduktion 2050

I tabel 11.5 ses den beregnede elproduktion og import/eksport 2050. I vind- og brintscenariet er vindkraftproduktionen altdominerende, men også i biomassescenariet er den betydelig. Selv i bio+

scenariet udgør den knap halvdelen af den samlede elproduktion (50 pct. vind i forhold til traditionelt elforbrug passerer allerede i 2020). Kraftvarme- og kondensproduktionen er størst i bio+ scenariet.

Scenarie	Vind	Solceller	Kraftvarme	Kondens	Brænds-fabrikker	El-import	El-eksport	Total
Vind	246,2	6,1	24,6	5,0	3,9	46,7	-51,9	280,6
Biomasse	113,3	6,1	34,9	33,4	4,8	15,4	-42,7	165,3
Bio+	75,9	3,1	39,7	40,1	5,2	5,4	-46,4	122,9
Brint	295,4	6,1	21,2	4,4	3,0	45,5	-55,7	320,1
Fossil	113,2	2,4	63,2	23,6	0	6,9	-62,1	147,1

Tabel 11.5. Elproduktion 2050 (PJ).

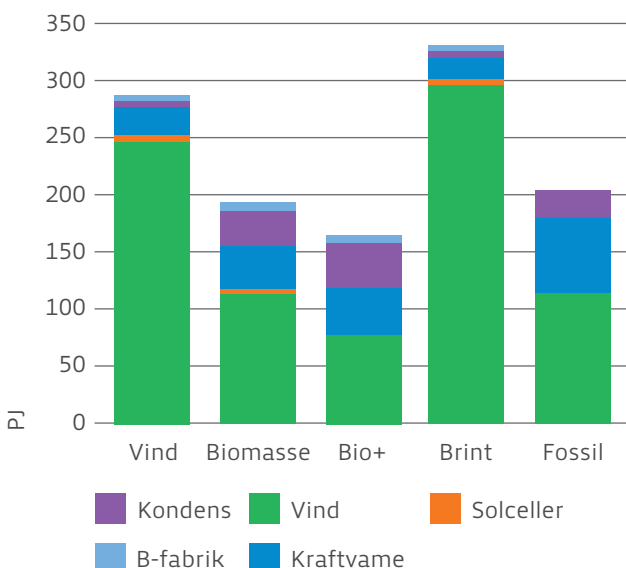


Figur 11.11. Elproduktionens sammensætning og elimport/eleksport i de fem scenarier. Grafisk illustration af tabel 11.5.

Energiscenarier

Eludvekslingen med udlandet er betydelig i alle scenarier. I vind- og brintscenariet er elimporten og eleksporten nogenlunde ens. Der importeres, når det blæser meget lidt og eksporteres, når det blæser rigtig meget. En eleksport på 52 PJ i vindscenariet svarer til godt 14 TWh. Det er mindre end den mængde el, Danmark eksporterede i 1996 (godt 16 TWh), så der er – den enorme vindkraftproduktion til trods – ikke tale om "eloverløb" af uhåndterbart omfang. Eleksporten andrager i vindscenariet omkring en femtedel af den uregulerbare elproduktion (vind+sol). Når eloverløbet holdes på et så relativt lavt niveau, skyldes det de mange afbrydelige elforbrug i elkedler, varmepumper og brintfabrikker (omkring 8000 MW). El til transport er ikke regnet afbrydelig. Hvis elbiler kunne lade op i et vist omfang som vinden blæser, ville der kunne opnås større mulighed for indpasning af vindkraften i Danmark. Den store elimport i vindscenariet – lidt mindre end eleksporten – er ikke tvunget, men skulle elimporten erstattes med dansk produktion, ville det være på anlæg med relativt høje marginalomkostninger (gasturbiner m.m.).

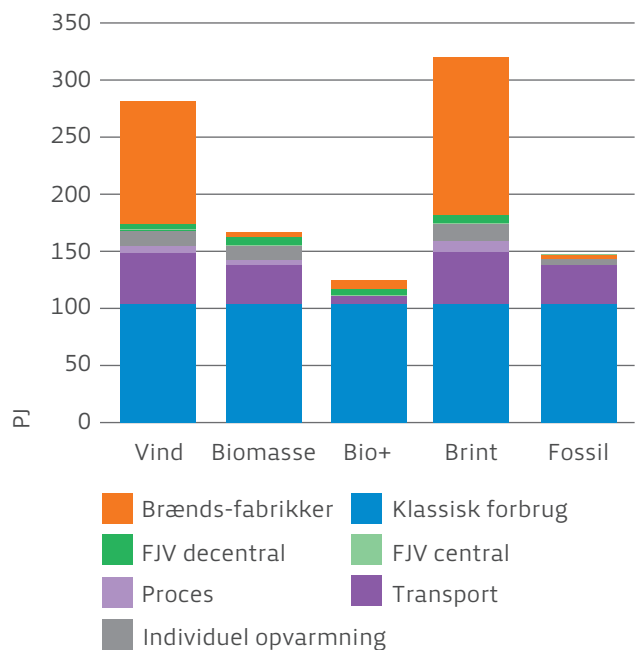
I biomasse- og navnlig i bio+ scenariet er der en betydelig netto-eleksport. Dette er også tilfældet i det fossile scenarie. Den skyldes de forudsatte priser kombineret med rigelig kapacitet i vindrige perioder.



Figur 11.12. Elproduktionens sammensætning i de fem scenarier. Grafisk illustration af tabel 11.5.

En række elproduktionsanlæg har relativt få driftstimer i 2050. Eksempelvis kan nævnes, at gasturbinerne i vindscenariet (som danner reserve for vindkraften) kører meget få timer. De er derfor at opfatte som rene reserveanlæg for vindkraften.

I figur 11.13 ses elforbruget i 2050 i de fem scenarier. Det store forbrug i brændselsfabrikker går til at lave brint, der bruges til at opgradere biogas, bio-kerosen og biodiesel. Der er i vind- og brintscenariet meget store kapaciteter i afbrydeligt elforbrug. I vindscenariet drejer det sig om brintfabrikker (~4100 MW), varmepumper i fjernvarme og proces (~500 MW), individuelle varmepumper (~800 MW) og elkedler (~2300 MW). I alt knap 8000 MW. Elbiler bruger i gennemsnit omkring 1100 MW el. Dette er ikke regnet fleksibelt, men i takt med at batterier bliver billigere, vil elbiler formentlig kunne bidrage med indregulering af vindkraften i et vist omfang. Klassisk elforbrug er også regnet ufleksibelt, men også her er der et vist potentiale for fleksibelt forbrug. Endelig er der et elforbrug på ~1200 MW til opgradering af biogas. Dette er heller ikke regnet fleksibelt, men med et korttidslager af biogas og brint kan der skabes fleksibilitet i elforbruget.



Figur 11.13. Elforbrug 2050 i de fem scenarier.

Brændselsforbrug 2050

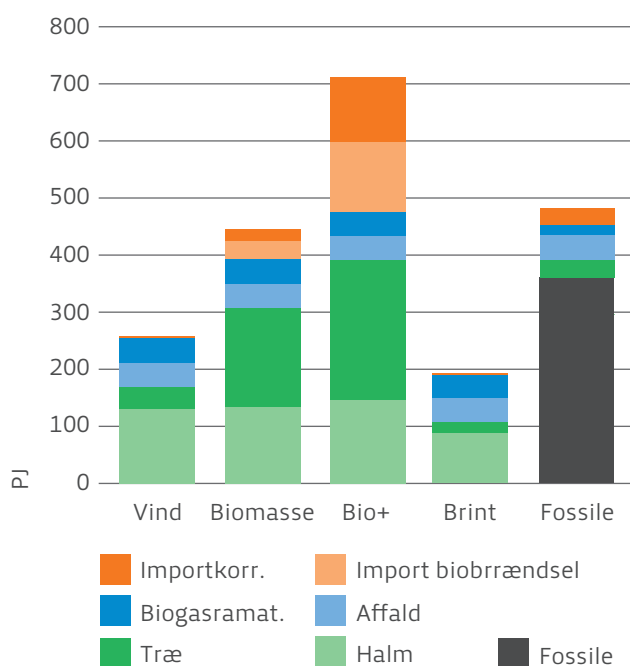
Brændselsforbruget i **vindscenariet** holder sig inden for, hvad der kan produceres i Danmark. Som nævnt behøver brændslet ikke at komme fra Danmark, men Danmark er ikke afhængig af biomasseimport. Det er ud over bioenergien nødvendigt at bruge brint i et vist omfang. Brinten produceres vha. vindkraft og anvendes til opgradering af biogassen til syntetisk naturgas og i produktionen af biobrændstoffer. Brinten får biomassen til at række længere.

Biomassescenariet har et knap dobbelt så stort brændselsforbrug som i vindscenariet, og i **bio+scenariet**, hvor der ikke gøres noget ud af at spare på brændslet, er det ca. tre gange så stort. En del af brændselsforbruget i biomasse- og (især) bio+

scenariet ligger i udenlandske konverteringstab. Hvis der f.eks. importeres 1 enhed biodiesel, sættes det samlede biomasseforbrug til 1,3 på grund af det tab, der finder sted i udlandet ved produktion af en enhed biodiesel (se tabel 5.1). Hvis den samme enhed biodiesel blev produceret i Danmark, ville tabet umiddelbart kunne ses som et ekstra forbrug af halm.

Brintscenariet sigter mod at bringe brændselsforbruget (bioenergiforbruget) ned til et absolut minimum. Produktion af flybrændstof alene kræver dog omkring 70 PJ råbrændsel, selv når der tilføres brint til processen. Hvis man herudover vælger at bruge biogassen og affaldet, kommer man langt over 100 PJ i samlet brændselsforbrug.

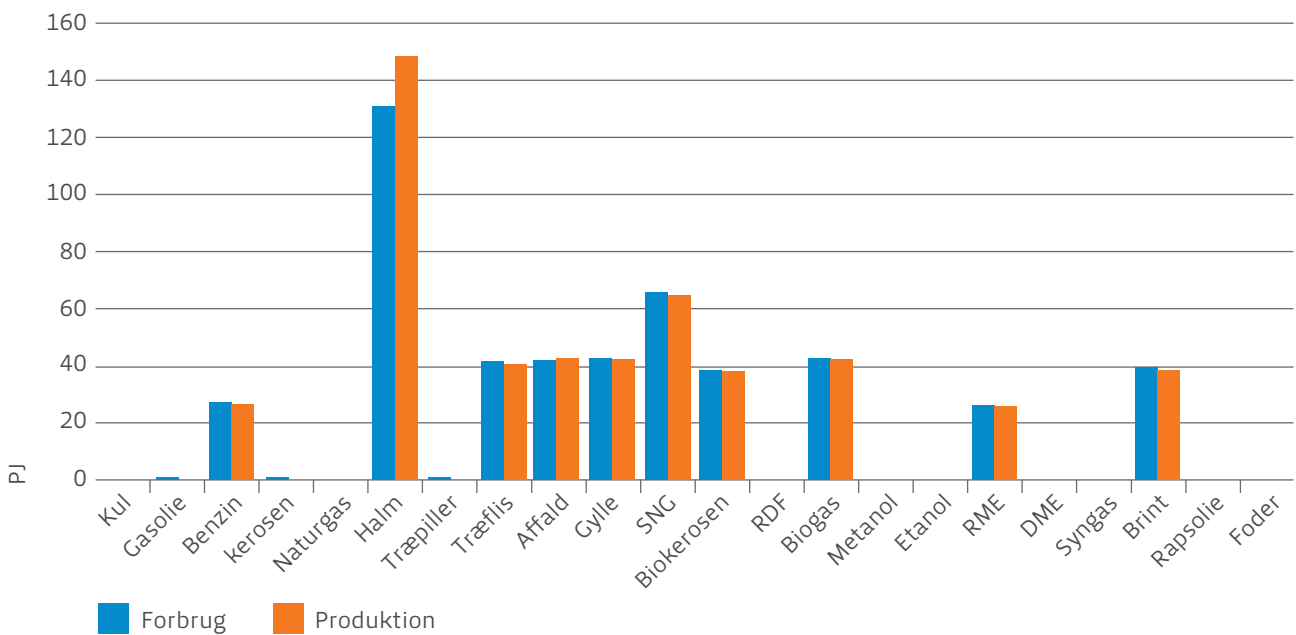
Scenarie	Fossile	Halm(*)	Træ	Biogas	Affald	Import	Imp.korr	Total
Vind	0	130	41	42	42	1	0	256
Biomasse	0	133	176	42	43	31	19	443
Bio+	0	148	245	42	43	119	113	710
Brint	0	92	16	42	41	0	0	191
Fossil	361	0	31	17	44	0	30	540



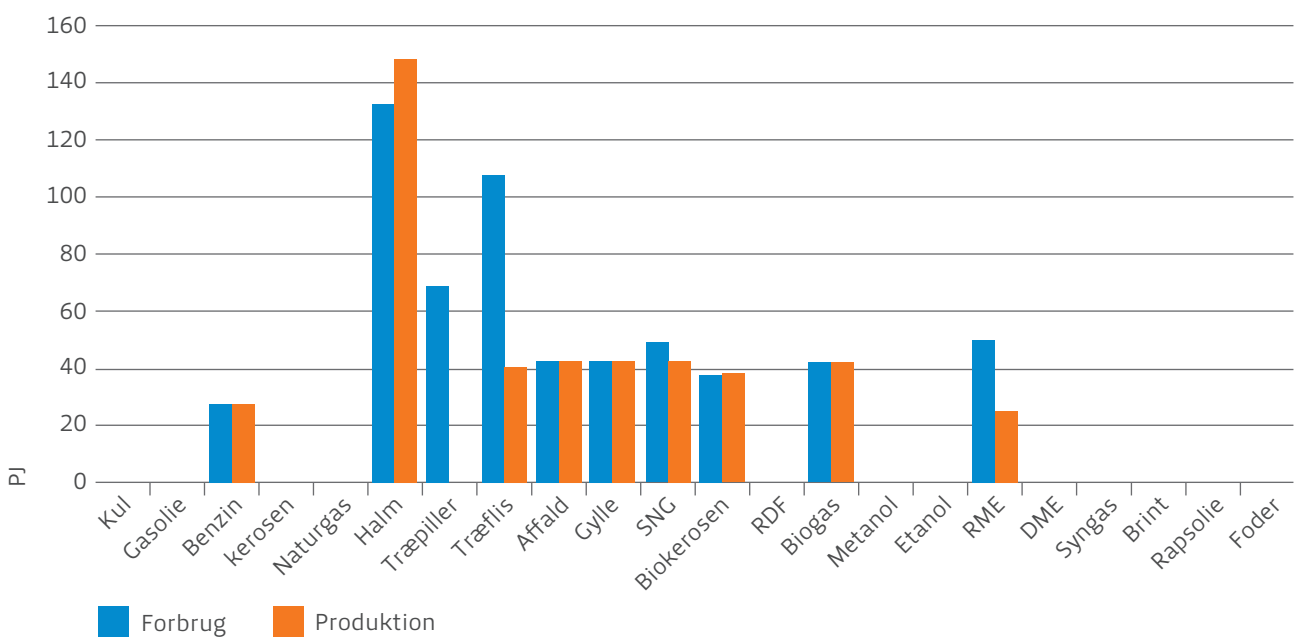
Tabel 11.6. Brændselsforbrug 2050 (PJ). (*) "Halm" omfatter alle græsagtige afgrøder. Importkorrektionen består af udenlandske konverteringstab for importerede brændsler.

Figur 11.14. Brændselsforbruget i de fem scenarier i 2050. Grafisk illustration af tabel 11.6. Importkorrektionen består af udenlandske konverteringstab for importerede brændsler.

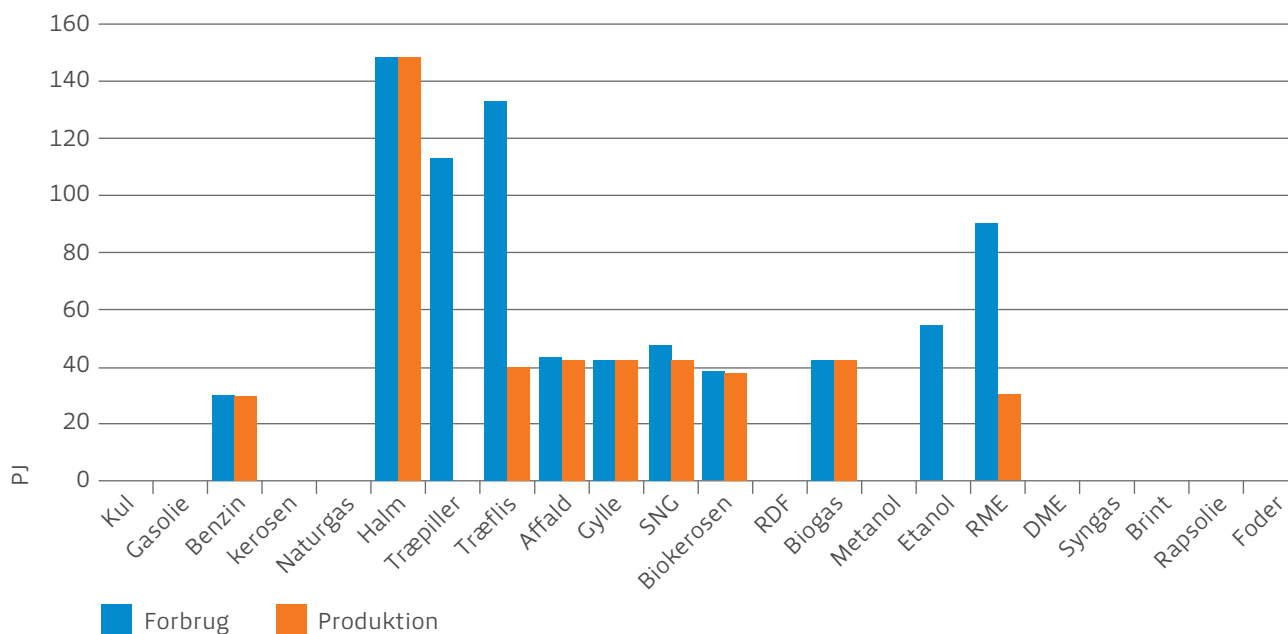
Figur 11.15-11.19 viser en mere detaljeret grafisk fremstilling af brændselsforbrug og produktion. Bemærk, at benzin med undtagelse af det fossile scenarie er biprodukt fra produktion af biokerosen og derfor fossilfrit.



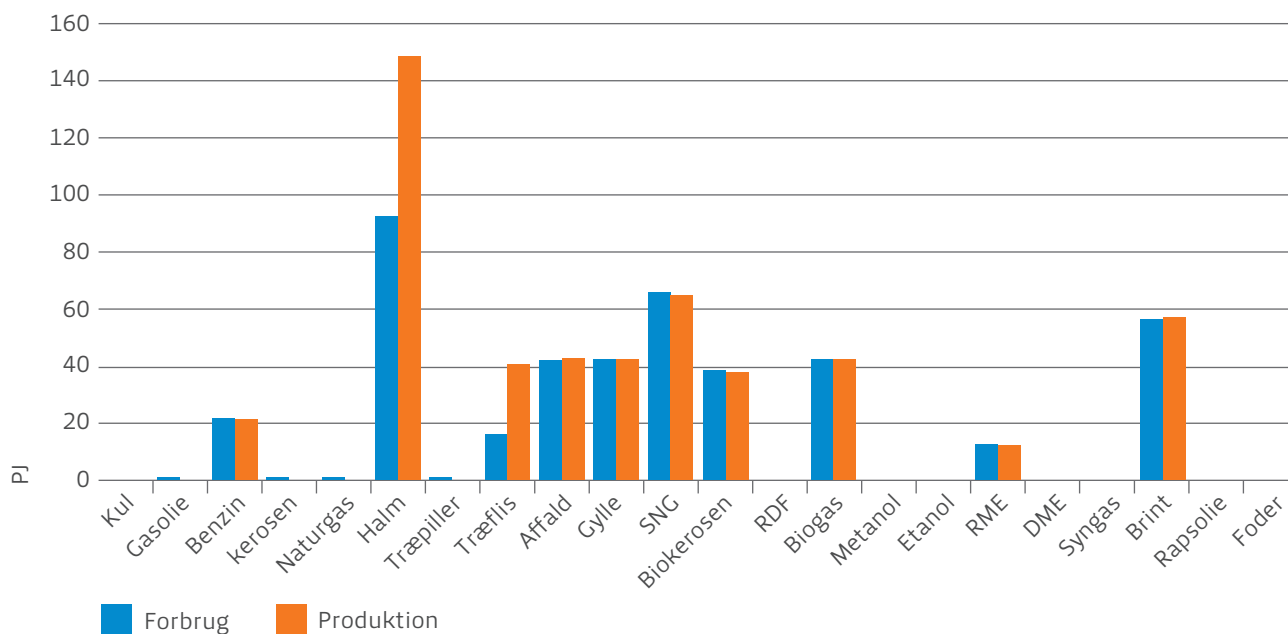
Figur 11.15. Brændselsforbrug og -produktion i vindscenariet 2050.



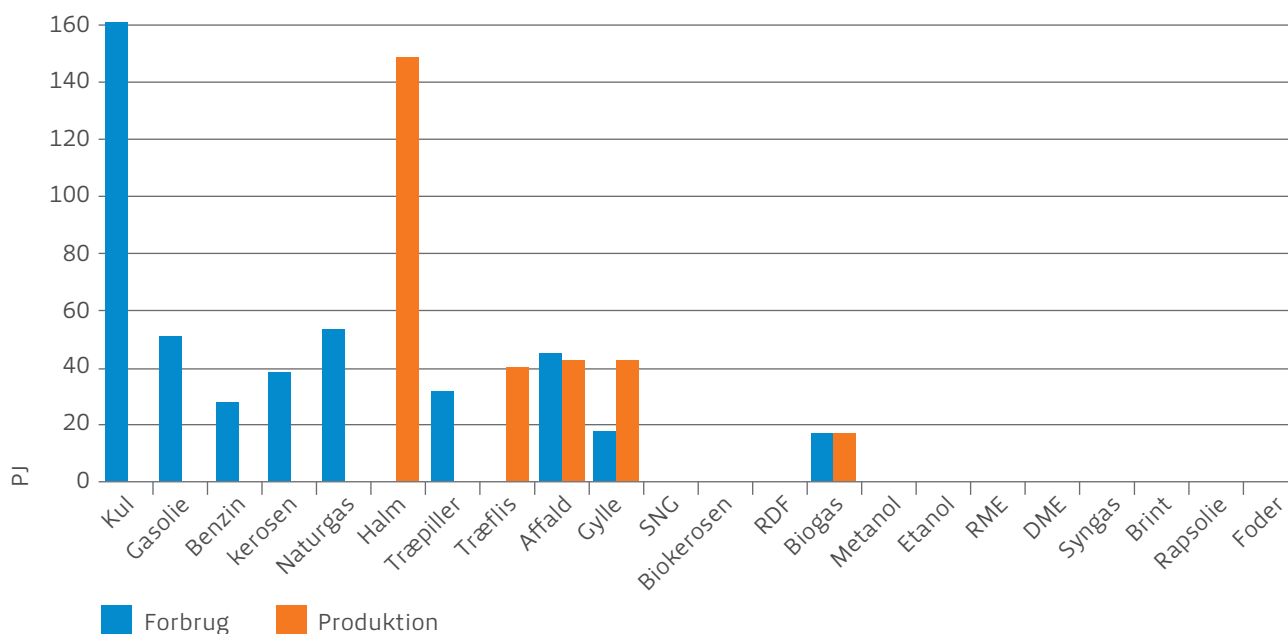
Figur 11.16. Brændselsforbrug og -produktion i biomassescenariet 2050.



Figur 11.17. Brændselsforbrug og -produktion i bio+scenariet 2050.



Figur 11.18. Brændselsforbrug og -produktion i brintscenariet 2050.



Figur 11.19. Brændselsforbrug og -produktion i det fossile scenarie 2050.

Mængden af (syntetisk) naturgas er omkring 42 PJ i biomasse- og bio+ scenarierne. I vind- og brint-scenariet er der ca. 65 PJ (syntetisk) naturgas til rådighed på grund af opgradering med brint. Disse mængder af gas er, hvad der er at forsyne gasnettet med i 2050 ud over evt. gastransit. Hertil kommer gas, der eksisterer som mellemprodukt i forbindelse med produktion af biobrændstoffer. Det kommer dog ikke ud på gasnettet. Brint er heller ikke antaget sendt på gasnettet. Brinten bruges overve-

jende til produktion af flydende biobrændstof, og den bruges stort set i samme tempo som den produceres (bortset fra i brintscenariet hvor omkring 40 pct. anvendes i transporten).

Afslutningsvist bemærkes, at den samlede mængde brændsel, som et givet energisystem vil omsætte, er prisafhængigt. Dette analyseres nærmere i afsnit 13 om følsomheder.

Bruttoenergiforbrug 2050

I tabel 11.7 vises bruttoenergiforbruget 2050 i de fem scenarier. Da begrebet bruttoenergiforbrug i 2050 formentlig giver mindre mening end i dag (på grund af det store input af vindkraft og omgivelsesvarme), må beregningen tages med visse forbehold. Bruttoenergiforbruget inkluderer ikke de udenlandske konverteringstab.

Bruttoenergiforbruget er lavest i brintscenariet på grund af meget vind og højest i bio+ scenariet. I alle scenarier er bruttoenergiforbruget lavere end i 2011, hvor det var 807 PJ. Faldet fra 2011 til 2050 skyldes besparelser, vindkraft, varmepumper, solenergi og effektiviseringer. I 2020 forventes bruttoenergiforbruget at nå ned på 753 PJ som resultat af energiaftalen fra marts 2012.

Scenarie >	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Bruttoenergiforbrug 2050 (PJ)	575	590	674	562	546

Tabel 11.7. Bruttoenergiforbruget i de fem scenarier.

Omkostninger 2050

De beregnede omkostninger ved de enkelte scenarier ses i tabel 11.8 og figur 11.20. Omkostningerne er beregnet ved for alle anlæg at summere annuierede investeringer, driftsomkostninger, brændselsomkostninger og CO₂-omkostninger. Ved annuieringen af investeringerne er benyttet den samfundsøkonomiske kalkulationsrente på 4 pct. og den tekniske levetid som økonomisk levetid. Herudover indgår netomkostninger samt gevinst/tab ved eludveksling med udlandet. Beregningsmetoden er illustreret i boksen nedenfor.

Omkostninger i et scenarie:

- = Kapacitet * specifik investering * kapitaliseringsfaktor
- + Kapacitet * Fast drift pr. kapacitetsenhed
- + Kapacitet * benyttelsestid * variabel drift
- + Kapacitet * benyttelsestid / virkningsgrad * brændselspris
- + Kapacitet * benyttelsestid / virkningsgrad * emissionsfaktor x kvotepris
- + $\sum t(\text{Eludveksling}(t) * \text{elpris}(t))$
- ❖ (Summeres for alle teknologier)
- + Omkostninger til energibesparelser
- + Omkostninger til net.

Det samlede niveau af omkostninger i de fossilfrie scenarier ligger med de anvendte forudsætninger på omkring 136-159 mia. kr. årligt. Dette omfatter drivsystemer og brændsler til biler, lastbiler, tog, skibe og fly. Det omfatter kedler, kraftvarmeværker, vindmøller, brændselsfabrikker og brændsler til disse. Og det omfatter net og udlandsforbindelser samt nettohandel med el og brændstoffer, herunder "lagring" af vindkraft i Norge og Sverige.

De totale energiomkostninger svarer skønsmæssigt til omkring 5-7 pct. af bruttonationalproduktet i 2050.

Det billigste fossilfrie scenarie er biomasse-scenariet, og det dyreste er bio+ scenariet. Scenariernes totalomkostninger ligger inden for godt 10 pct. Vind- og brintscenarierne har den laveste andel af brændselsomkostninger og er derfor de mest robuste over for brændselsprisstigninger. Til gengæld er de på grund af den høje andel investeringer mest følsomme for renteændringer. Se følsomhedsanalyserne i afsnit 13.

Da vindmøller med de anvendte teknologidata, jf. figur 5.2 har relativt lave produktionsomkostninger i 2050, kan det evt. undre, at vindscenariet er dyrere

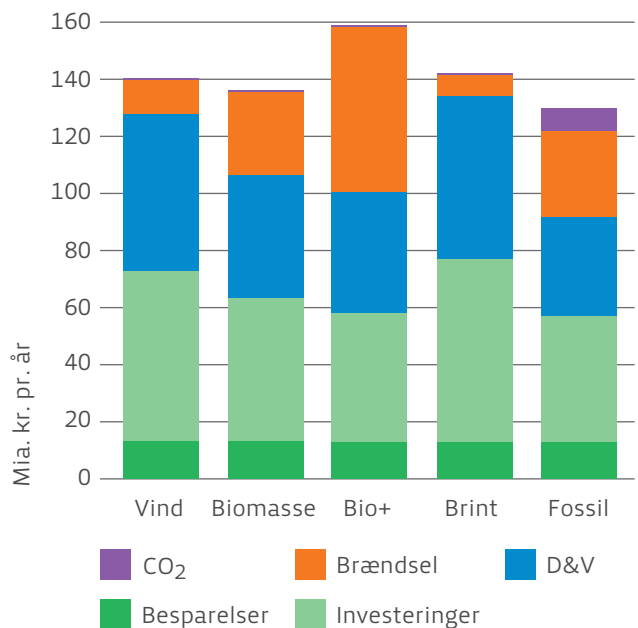
Scenarie	Besparelser	Investeringer	D&V	Brændsel	CO ₂	Total
Vind	12,9	60,2	55,0	12,0	0,4	140,5
Biomasse	12,9	50,7	43,2	28,9	0,4	136,2
Bio+	12,9	45,5	42,6	57,8	0,4	159,2
Brint	12,9	65,4	57,0	7,2	0,4	143,0
Fossil	12,9	44,2	35,0	29,9	7,7	129,7

Tabel 11.8. Omkostninger 2050 (mia. kr. pr. år). Investeringer er annuieret med 4 pct. rente og levetid for de enkelte teknologier. D&V omfatter vedligeholdelse af nettene samt import/eksport af el.

end biomassescenariet. Forklaringen består af flere elementer:

- › I vindscenariet er der mere elnet og dermed ekstraomkostninger til forstærkning af nettet.
- › I vindscenariet kræves mere reservekapacitet i f.eks. gasturbiner end i biomassescenariet (se næste afsnit om forsyningssikkerheden).
- › Vindscenariet indebærer større eleksport ved elpriser, der er lavere end gennemsnittet og større elimport ved elpriser, der er højere end årets gennemsnitspriser.
- › Vindscenariet opgraderer biogassen ved hjælp af brint, hvilket er dyrere end "simpel" opgradering, hvor man bare fjerner CO₂ og smider den væk.
- › Der er afledte investeringer ved meget vind, fx til varmepumper og elkedler. Selv om disse er en del af varmeproduktionssystemet, kan man argumentere for, at de delvist er afledt af vindkraften.

Det fossile scenarie har de laveste årlige omkostninger, ca. 6 mia. kr. billigere end biomassescenariet.



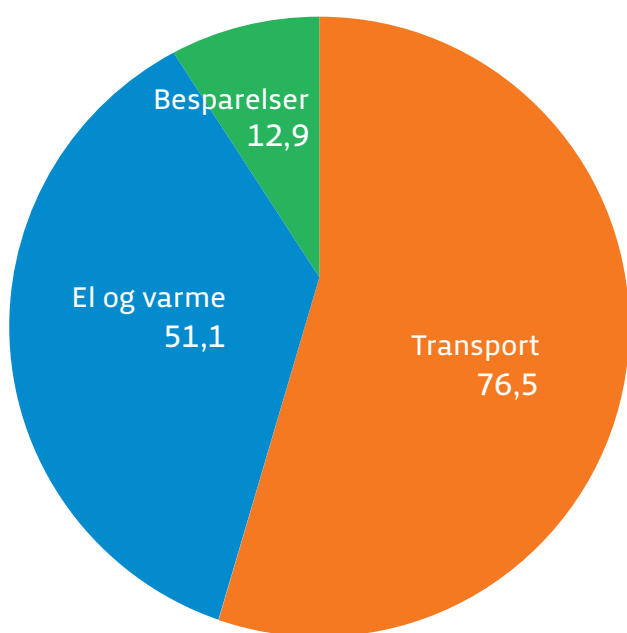
Figur 11.20. Årlige omkostninger 2050 i de fem scenarier. Investeringer er omregnet til annuiteter med 4 pct. rente og levetid for de enkelte teknologier. Grafisk illustration af tabel 11.8. Netomkostninger og værdi af netto-eleksport er inkluderet i D&V.

Der er en del omkostninger, som er fælles for alle scenarierne (i 2050). Det drejer sig om:

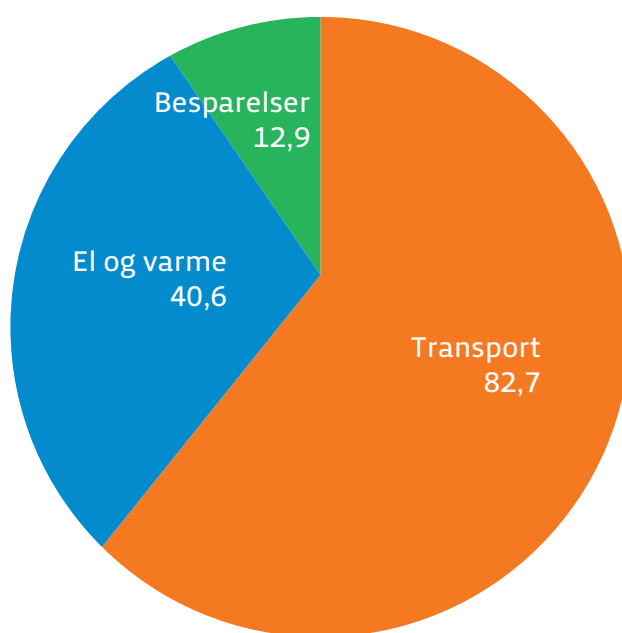
- › Besparelser (~13 mia. kr. pr. år).
- › Net og udlandsforbindelser (~14 mia. kr. pr. år).
- › Landvindkraft (~2 mia. kr. pr. år).
- › En del af havvindkraften og en del af solcellerne (~4 mia. kr. pr. år).
- › Affaldsforbrænding (~3 mia. kr. pr. år).
- › En del af de individuelle varmesystemer, en del af fjernvarmeanlæggene, en del af procesvarmeanlæggene og omkring 400 MW gasturbiner til reserve (ikke skønnet).
- › Brændselshåndteringsomkostninger (~2 mia. kr. pr. år).
- › Investering og drift i drivsystemer til transport (groft skønnet til 40 mia. kr. pr. år).

Det vil sige, at godt halvdelen af omkostningerne (groft skønnet) er uafhængige af energisystemet.

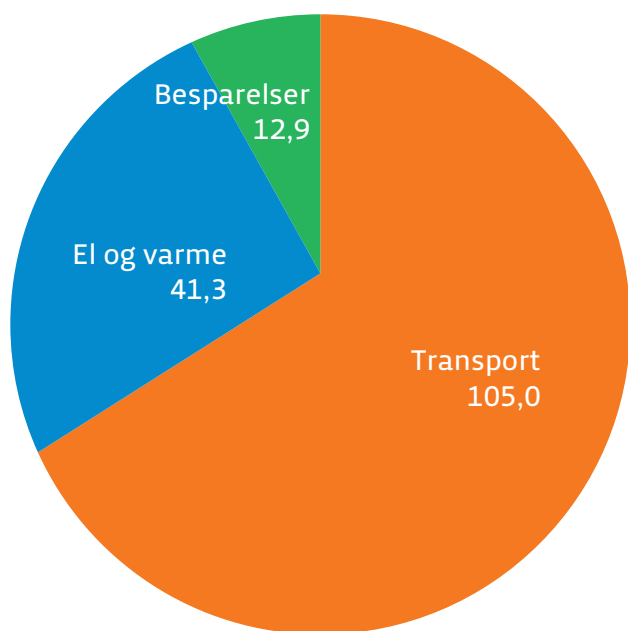
De fem efterfølgende figurer viser omkostningsfordelingen i de fem scenarier fordelt på besparelser, transport og el/varme. Opdelingen af omkostninger vanskeliggøres af, at transportsektoren og el/varmesektoren er stærkt sammenflettet. I praksis er opdelingen lavet på den måde, at transportsektorens omkostninger er sat lig med omkostninger til alle drivsystemer og brændsel, herunder el. Omkostningerne ved el til transport er sat til elprisen gange elmængden. Denne omkostning er så fratrukket el/varmesektorens omkostninger. Dette betyder, at brændselsfabrikkerne betragtes som en del af el/varmesystemet med denne opdeling. Det er karakteristisk, at transportsektoren står for over halvdelen af alle energiomkostninger.



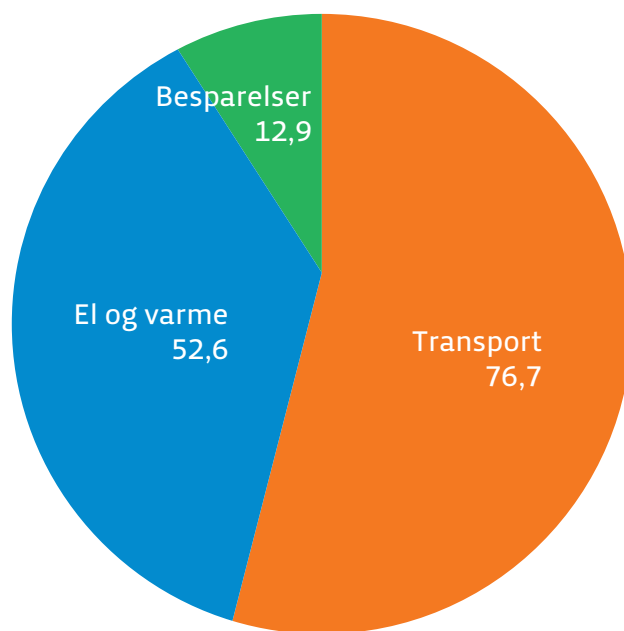
Figur 11.21. Omkostningsfordeling i vindscenariet.



Figur 11.22. Omkostningsfordeling i biomassescenariet.

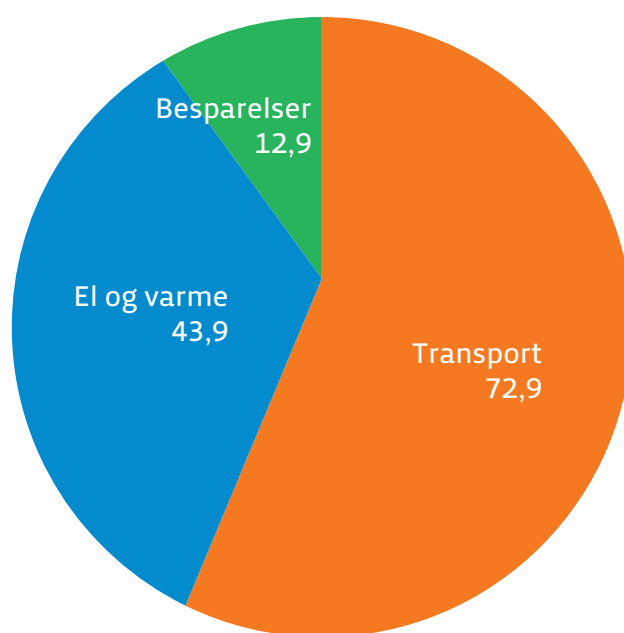


Figur 11.23. Omkostningsfordeling i bio+ scenariet.



Figur 11.24. Omkostningsfordeling i brintscenariet.

En af årsagerne til, at bio+scenariet bliver dyrere end biomassescenariet er, at der i biomassescenariet er mange elbiler, mens der i bio+scenariet næsten ingen er. Det fremgår af figur 5.1, at elbiler med de anvendte forudsætninger er markant billigere end diesel- og bioetanolbiler. Selv når højere omkostninger til elnet i biomassescenariet regnes med, sparer elbiler med en leverance på ~20 PJ mekanisk energi adskillige mia. kr. årligt i omkostninger i forhold til biodieselbiler. Da forudsætningerne vedr. elbiler har stor betydning for den økonomiske vurdering af scenarierne, belyses i afsnit 13 et alternativ med dyrere elbiler.



Figur 11.25. Omkostningsfordeling i det fossile scenarie.

Forsyningsikkerhed 2050

Vind- og brintscenarierne har en god brændselsforsyningsikkerhed, idet Danmark selv kan levere de brændsler, der er nødvendige for at få energisystemerne til at køre, hvis det skulle vise sig at være relevant på grund af manglende importmulighed eller høje priser. I biomasse- og især bio+ scenarierne er

man afhængig af til stadighed at kunne importere betydelige mængder af biomasse. Da der er mange potentielle leverandører, er dette ikke nødvendigvis et problem for forsyningsikkerheden, men det vil øge følsomheden for høje biomassepriser.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Selvforsyning	104 %	79 %	58 %	116 %	(*)

Tabel 11.9. Selvforsyningsgrad 2050 i de fem scenarier. NB: Nettoelekseport på vedvarende energi tælles beregningsmæssigt som øget selvforsyning. (*) Afhænger af olie- og gasproduktionen i 2050.

Vind- og brintscenarierne er til gengæld udfordret på elforsyningsikkerheden, idet vindsvage perioder skal kompenseres af enten elimport eller spidslastproduktion på egne reserveanlæg. Der er betydelige muligheder for at afkoble elforbrug (varmepumper, brintfabrikker, elkedler m.m.). Men dette vil ikke være nok til at sikre elforsyningen i vindsvage perioder. Der er herudover behov for reservekapacitet i fx gasturbiner eller ekstra udlandsforbindelser. Det er i alle scenarierne beregningsmæssigt antaget, at der opføres gasturbiner i et omfang, så sandsynligheden for effektmangel holdes under ca. 10^{-5} . Det svarer til en hyppighed på under ~5 minutter årligt af situationer, hvor den elleffekt, der er til rådighed, er mindre end den ufleksible efterspørgsel. Elnettet bidrager i dag med en afbrudshyppighed på knap 10^{-4} (45 minutter). Dette tal er pga. kabellægninger m.m. på vej ned. Et fremtidigt bidrag fra forsyningen på max 10^{-5} vil derfor kunne rummes inden for uændret eller forbedret forsyningsikkerhed. Da Energinet.dk i mange tilfælde vil kunne begrænse effekt mangelen til få forbrugere (ved roterende "brownouts"), vil effekt mangelen i praksis være væsentligt under 10^{-5} . Der henvises i øvrigt til elanalysen, som behandler elforsyningsikkerheden mere indgående.

Der er udført Monte Carlo-simulering på Energinet.dk's FSI-model og Energistyrelsens SISYFOS-model med eksisterende og besluttede udlandsforbindelser (inkl. Kriegers Flak) samt Cobra til Holland og øvrige kapaciteter som i tabel 11.10 med det formål at bestemme, hvor meget gasturbinekapacitet der mangler, for at det nævnte kriterium opfyldes. Resultatet fremgår af tabel 11.10. De anvendte havarisandsynligheder m.m. er vist i tabel 11.11. Problemstillingen undersøges nærmere i elanalysen.

Hvis man – meget forenklet – siger, at de 17.500 MW vindkapacitet i vindscenariet nødvendiggør en gasturbinekapacitet på 4600 MW, svarer det til en ekstrainvestering af størrelsesordenen 10 pct. af vindmølleinvesteringen.

Det er meget tænkeligt, at en del af gasturbinekapaciteten med fordel kan erstattes af flere udlandsforbindelser. Gasturbiner har den fordel, at de er billige i anskaffelse. Til gengæld er de relativt dyre at køre med. Udlandsforbindelser er dyrere i anskaffelse men giver mulighed for at kunne indtjene værdi på almindelig elhandel.

Valget mellem gasturbiner (eller anden regulerbar

Energiscenarier

kapacitet) og udlandsforbindelser er forbundet med spørgsmålet om national elforsynings sikkerhed, dvs. forestillingen om, at der evt. skal være en vis dansk elkapacitet til rådighed eller en vis kapacitet til rådighed på dansk område. Dette kan dog i

praksis være svært at sikre, da det i udgangspunktet er ejerne, der beslutter, om et værk skal bygges eller lukkes, og da ejerforholdet hurtigt kan skifte.

Scenarie	Vindkraft	Solceller	Affalds KV	DKV	IKV	CKV	GT/br.celler
Vind2035	8500	1000	319	1026	410	1421	900
Vind2050	17.500	2000	366	684	305	0	4600
Biomasse2035	7000	1000	319	684	656	2776	400
Biomasse2050	8500	2000	366	684	516	2040	1000
Bio+2035	5600	750	319	864	656	2776	200
Bio+2050	6000	1000	366	864	516	2400	400
Brint2035	9500	1000	319	684	445	1421	900
Brint2050	21.000	2000	366	684	445	0	4600
Fossil2035	5150	800	319	1425	712	2776	300
Fossil2050	8500	800	366	1425	488	1575	1400

Tabel 11.10. Installeret kapacitet i 2035 og 2050 i de fem scenarier (MW).

Teknologi	Havari	Revision	Yderligere udetid
Gasturbiner	3 %	(inkl. i havari)	-
Udlandsforb (HVDC)	8 %	(inkl. i havari)	Tyskland: 1,5 % Norge 0,25 % Sydsverige 1,5 % Mellemsverige 0,75 % Holland 1 %.
Udlandsforb (AC)	8 %	(inkl. i havari)	som ovenfor
Decentral KV	8 %	10 %	-
Industrielt værk	8 %	10 %	-
Centralt kraftværk	8 %	8 %	-

Tabel 11.11. Udetider antaget ved simulering på FSI-modellen. Havari og udetid for værker inkluderer delvise havarier samt effektbegrænsning som følge af varmebinding. Bemærk: En udetid for Tyskland på 1,5 pct. betyder, at Tyskland slet ikke kan levere el til Danmark i 1,5 pct. af tiden - uanset at selve forbindelserne evt. kan være i drift. Tilsvarende for Norge, Sverige og Holland.

Naturgas som reserve

I vind- og brintscenarierne, hvor elproduktionen overvejende baseres på vindkraft (og i mindre omfang i biomassescenariet) er der behov for reserveforsyning i tilfælde af, at dårlige vindår eller tørår falder sammen med dårlige muligheder for elimport. Der er i scenarierne indlagt gasturbinekapacitet, som kan dække disse situationer. Disse gasturbiner vil i normale år køre meget lidt, og brændselsomkostningerne til dem er derfor normalt af begrænset betydning.

I ekstreme år kan der evt. være behov for at køre med denne kapacitet i længere tid. Hvis de 4600 MW gasturbiner i vindscenariet kører i f.eks. 1000 timer, kræver det et gasforbrug på ca. 36 PJ. Den danske produktion af SNG i vindscenariet ligger på omkring 33 og 65 PJ i hhv. 2035 og 2050, og langt det meste af den er antaget anvendt uden for elsektoren. Det vil derfor i ekstreme år være nødvendigt at fremskaffe yderligere gas. Dette kan enten ske ved at købe SNG på markedet (hvis det handles til den tid) eller bruge ekstra naturgas. Med de forudsatte brændselspriser vil 36 PJ naturgas koste 2,7 mia. kr., mens en tilsvarende mængde SNG vil koste 5,5 mia. kr.

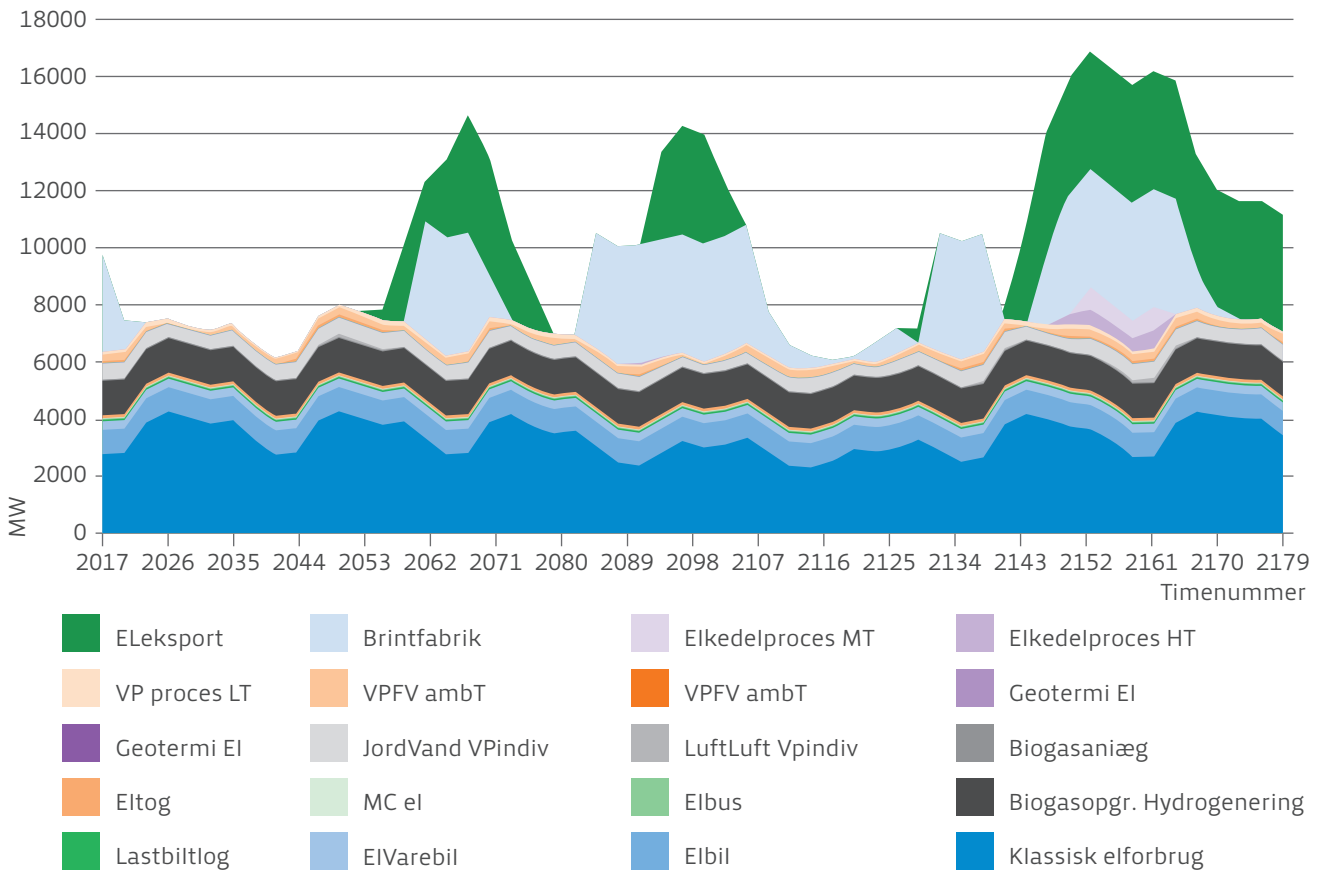
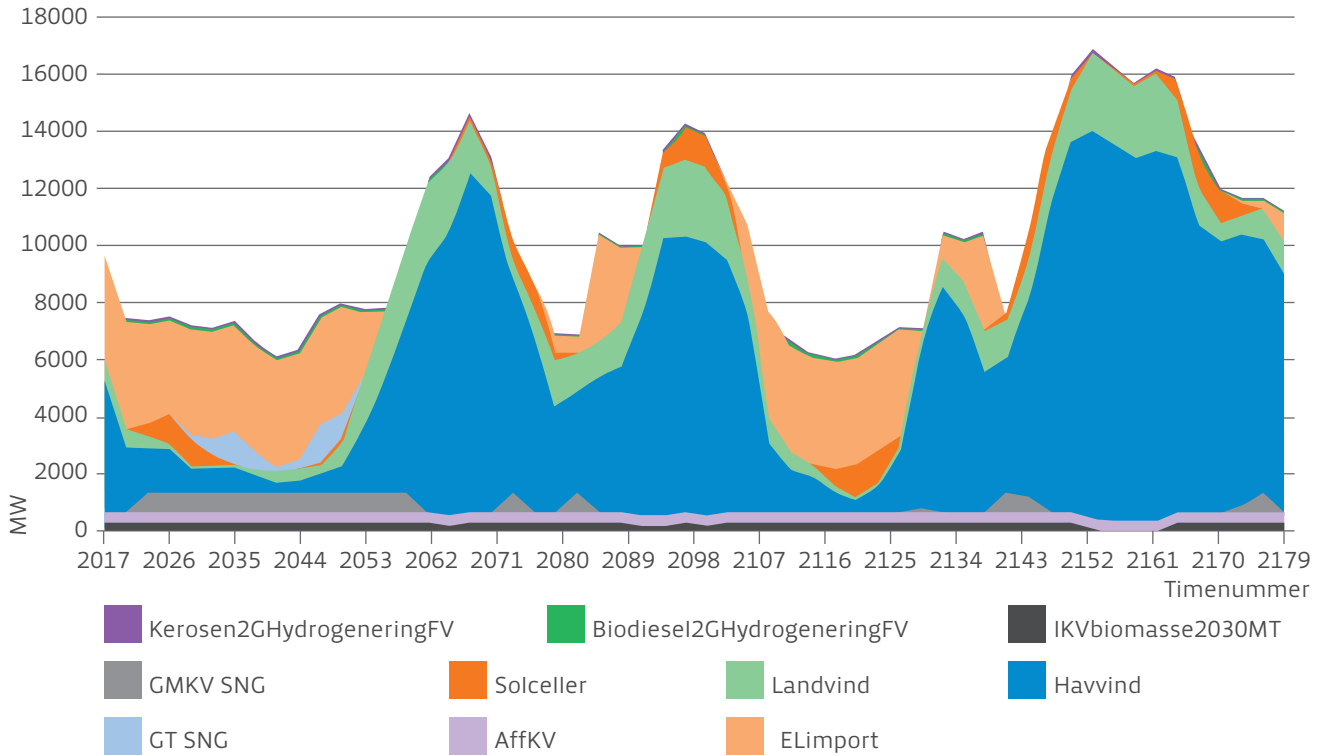
Uanset om man vælger naturgas eller SNG som strategisk reserve, har gasnettet og gaslagrene en vigtig rolle. Man kan evt. overveje at have en vis strategisk reserve liggende i gaslagrene.

Driftsforhold i energisystemet 2050

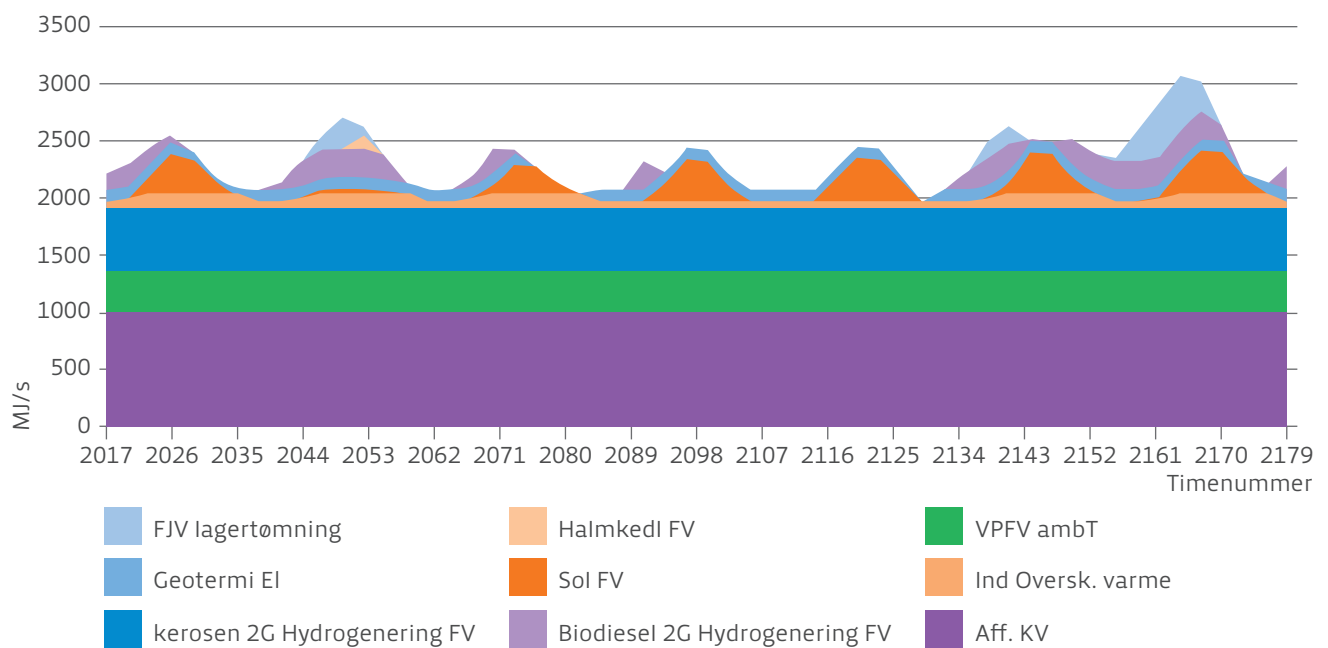
I figur 11.26–11.30 illustreres driftsforholdene i vindscenariet 2050 i en uge, hvor der både er meget og lidt vindkraft. Ugen starter med en onsdag, hvor der er en vindsvag periode, der fortsætter lidt ind i torsdagen. Herefter blæser det op resten af ugen, afbrudt af en vindsvag periode søndag. Elproduktionen er overvejende domineret af vindkraftproduktionen, men der er betydelige bidrag fra elimport i vindsvage perioder. Den maksimale størrelse af elimporten (4 GW) i denne uge er dog betydeligt mindre end den maksimale størrelse af vindkraftproduktionen (godt 16 GW). Det skyldes eksistensen af meget store afbrydelige elforbrug (se figur 11.27).

Det understreges, at uge 13 er udvalgt, fordi den er ekstrem m.h.t. vindvariationer – og ikke fordi den er typisk.

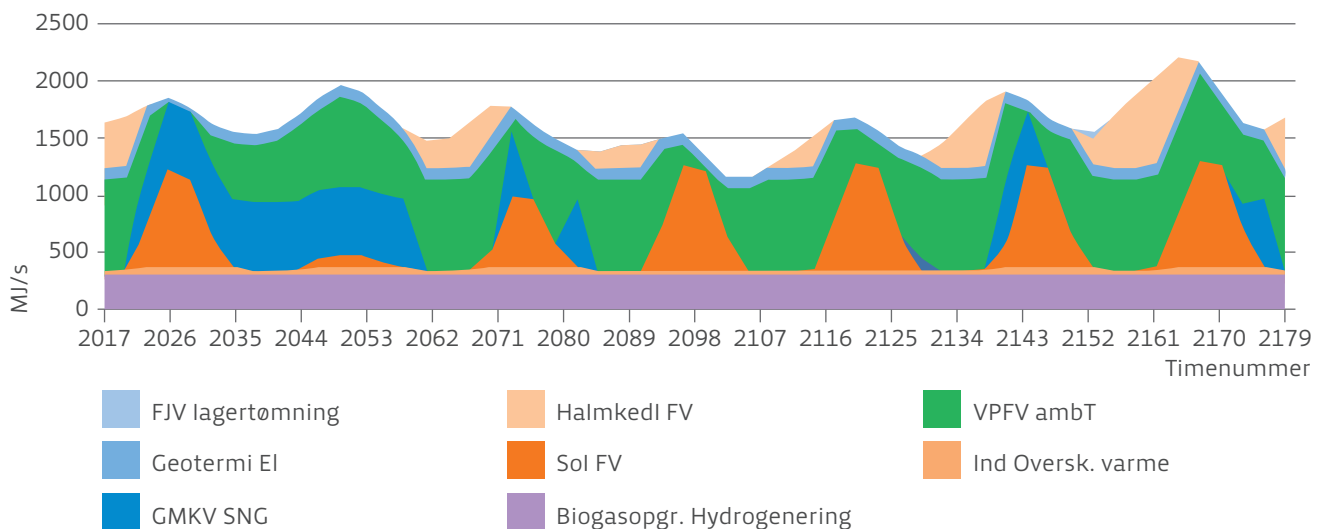
Energiscenarier



Den centrale fjernvarmeproduktion (figur 11.28) er domineret af affaldskraftvarme samt overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne. I decentral fjernvarme (figur 11.29) er der knap så meget overskudsvarme og intet affald. Her er der plads til produktion fra varmepumper, decentrale gasfyrede værker m.m.

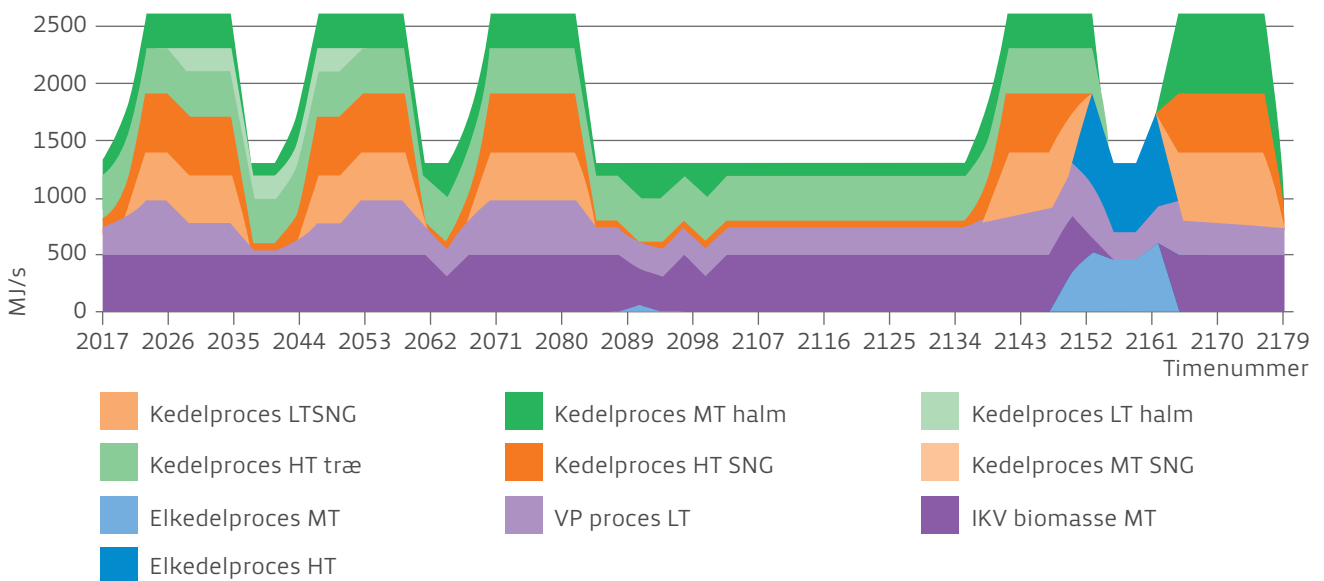


Figur 11.28. Central fjernvarmeproduktion i vindscenariet uge 13, 2050.



Figur 11.29. Decentral fjernvarmeproduktion i vindscenariet uge 13, 2050.

Procesvarmeproduktionen ses i figur 11.30. Kraftvarmeverkerne kører hele ugen undtagen i den højeste vindspids natten mellem mandag og tirsdag, hvor elkedlerne går i gang. Varmepumperne (der kun forsyner lavtemperaturproces) kører hele ugen. Resten af produktionen leveres fra forskellige brændselsfyrede kedler.



Figur 11.30. Procesvarmeproduktion i vindscenariet uge 13, 2050.

Der er ikke vist tilsvarende grafer for 2035, da de ikke indeholder væsentlig ny information. Det må antages, at hvis driften kan håndteres i 2050, da vil den også kunne håndteres i 2035, hvor der er væsentligt mindre fluktuerende energi.

Dog skal to andre driftsforhold omtales. De optræder både i 2035 og i 2050:

- › Ved skiftende elpriser/muligheder for at trække på udlandet år for år kan der være behov for en vis fleksibilitet i aftaget af SNG. Dette kan i nogen grad dækkes ved brug af gaslagrene. Men da mængden af SNG er relativt begrænset, fordi det produceres med udgangspunkt i biogas,

der også forefindes i begrænset mængde, kan der forekomme tidspunkter, hvor det af hensyn til forsyningsikkerheden kan være relevant at anvende naturgas. En meget stram fortolkning af fossilfriheden i el og varme kan derfor give driftsproblemer i perioder.

- › Driftstiden af termiske anlæg bliver alt andet lige kortere, jo mere vindkraft der er i systemet. Biomassefyrede og affaldsfyrede damp turbine-anlæg vil have vanskeligere ved hyppige op- og nedreguleringer end gasfyrede motor-/turbine-anlæg. Dette kan medføre ekstraomkostninger i scenarierne med mange biomassefyrede anlæg. Disse er dog ikke vurderet nærmere.



**12.
Overgangen fra
i dag til 2050**

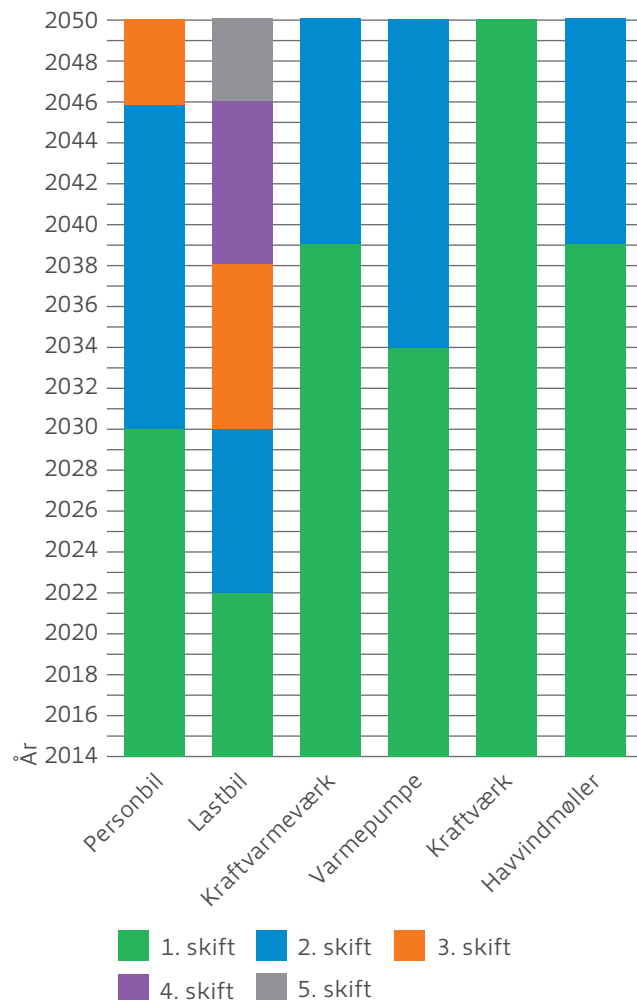
12. Overgang fra i dag til 2050

I dette afsnit diskuteres overgangen fra dagens energisystem via 2020 til systemerne i 2035 og 2050. Der tænkes her på den fysiske transformation. Der er ikke i scenariearbejdet taget stilling til, hvilke virkemidler (afgifter, tilskud, regler) der kan eller bør bringes i anvendelse for at drive omstillingen til fossil uafhængighed. Den kommende afgifts- og tilskudsanalyse vil kunne give en del af svaret på hvilke økonomiske styringsmidler, som kan bidrage til omstillingen samt minimere omkostningerne ved opnåelse af fossilfrihed. Det vil dog formentlig være sådan, at det ikke er de samme styringsinstrumenter, der skal anvendes til at drive energisystemet i retning af vind- eller brintscenariet, som der skal anvendes for at drive energisystemet i retning af biomasse- eller bio+ scenariet.

Et vigtigt spørgsmål er, hvornår man behøver at vælge mellem "vindsporet" og "bioenergisporet". Jo mere vindkraft der opføres, des mere presses økonomien i investeringstunge og langsomt regulerende termiske værker. Allerede i dag er indtjeningsgrundlaget for traditionelle kraftværker presset af vindkraften, der leverer 30 pct. af elforbruget og i 2020 kommer op på 50 pct. Fortsættes ad "vindsporet", vil en del af fjernvarmen kunne leveres fra overskudsvarme, eldrevne varmepumper, geotermi osv. Det betyder, at også en del af varmemarkedet for kraftvarmeværkerne bliver overtaget af vindkraft. Kraftvarmeværkerne vil derfor blive økonomisk nødlidende og vil have tilbøjelighed til at lukke, ligesom sandsynligheden for at der investeres i nye værker reduceres.

Spørgsmålet om, hvornår der skal "vælges spor", er forbundet med levetiden af de teknologier, der udgør fremtidens energisystem. Figur 12.1 illustrerer levetiden af forskellige teknologier ved en investering i 2014 i forhold til den "fossilfrie tidshorisont" 2050. En typisk personbil lever i 16 år. Køber man

en bil i dag, skal den udskiftes i 2030. Den næste i 2046. Først den tredje bil vil være den man kører i i 2050. For lastbiler med en typisk levetid på kun 8 år, er det først den femte generation, der vil være i drift 2050. Investeres til gengæld i et nyt kraftværk i dag, er det overvejende sandsynligt, at det vil være i drift 2050. For en række andre energiproduktionsteknologier vil de skulle skiftes én gang før 2050. Det afhænger således i nogen grad af teknologien, hvor længe man kan vente med at gøre "det rigtige" i forhold til den fossilfrie målsætning i 2050.

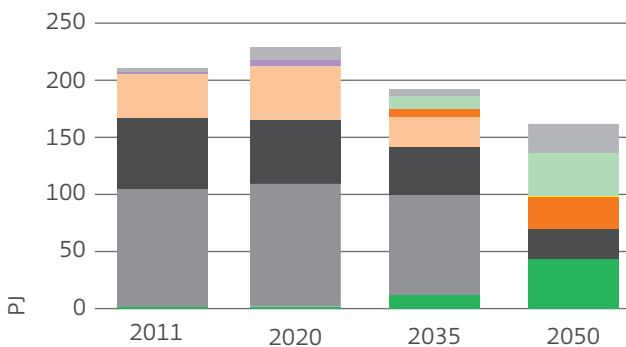


Figur 12.1. Illustration af udskiftning af teknologier for 2050, hvis man starter med at skifte første gang i 2014.

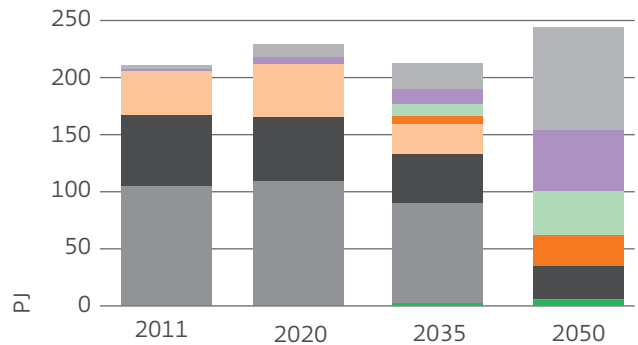
Transportsektoren

Figur 12.2–12.5 viser udviklingen i transportbrændsler inkl. el for de fem scenarier. For 2011 stammer tallene fra Energistyrelsens årsstatistik. For 2020 stammer tallene fra Energistyrelsens seneste basisfremskrivning. Dette gælder i øvrigt også andre steder, hvor der vises værdier for 2011 og 2020.

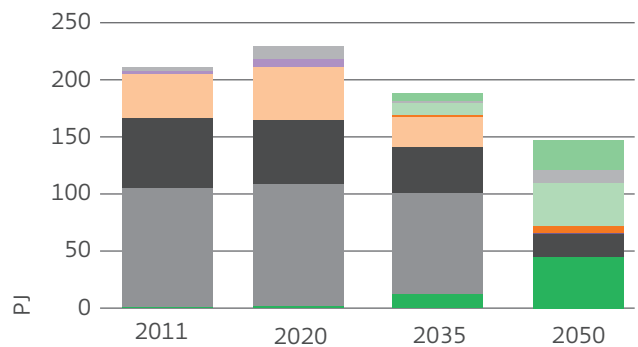
I alle scenarier er omstillingen fra 2035 til 2050 væsentligt mere markant end omstillingen fra 2020 til 2035, selv om der i begge tilfælde er 15 års tidsforskel. Dette skyldes den generelle antagelse om, at man i 2035 (kun) er "25 pct. på vej" mod 2050 i transportsektoren.



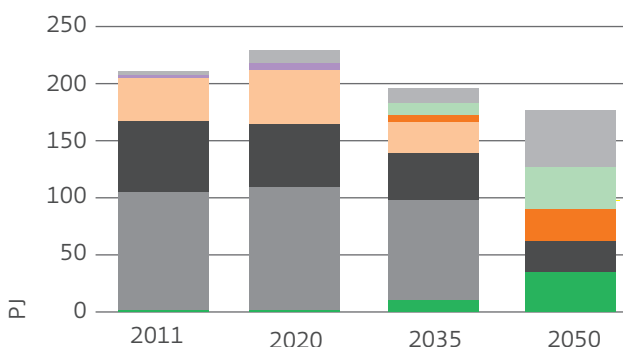
Figur 12.2. Udvikling i transportbrændsler i vindscenariet.



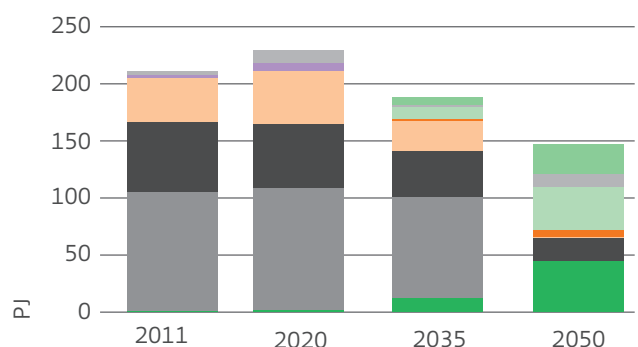
Figur 12.4. Udvikling i transportbrændsler i bio+ scenariet.



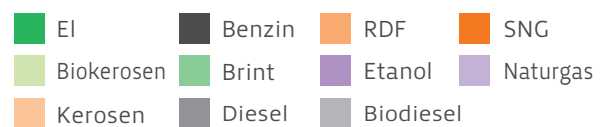
Figur 12.5. Udvikling i transportbrændsler i brintscenariet.



Figur 12.3. Udvikling i transportbrændsler i biomasscenariet.



Figur 12.6. Udvikling i transportbrændsler i det fossile scenarie.



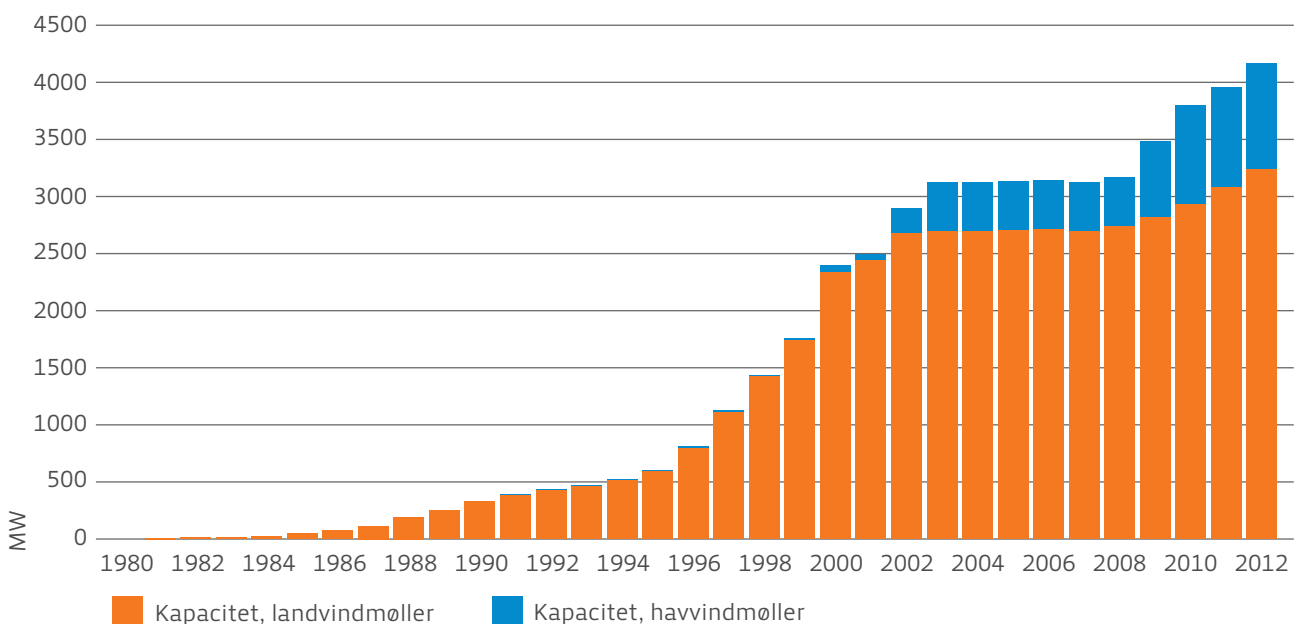
Elsystemet

I figur 12.8–12.12 ses udviklingen i elproduktionen fra i dag til 2050 i de fem scenarier. Fra 2011 til 2020 er udviklingen den samme i alle scenarier, nemlig svarende til basisfremskrivningen fra 2012, der afspejler energiaftalen med bl.a. ca. 50 pct. vindkraft i 2020. Elproduktionen ændres i perioden 2020–2050 mest markant i vind- og brintscaenariet, hvor vindkraft er dominerende. I vindscenariet sker en samlet tilvækst i vindkapaciteten på omkring 12.000 MW fra 2020 til 2050³², i alt væsentligt som havmøller. Det svarer til en nettoforøgelse på ca. 400 MW årligt. For at forøge vindmøllekapaciteten skal der også med tiden ske reinvesteringer i den ældste del af den allerede eksisterende kapacitet. Omkring 2050 skal der reinvesteres i de møller, der gik i drift omkring 2025. Afhængigt af udbygningstakten på det tidspunkt kan den samlede investeringstakt i 2050 komme til at svare til omkring to 400 MW parker årligt. Den maksimale årlige tilvækst i vindkapacitet i Danmark i historisk tid indtraf fra 1999 til 2000, hvor vindmøllekapaciteten steg med 637 MW. Se figur 12.7. Selv om høje udbygningsrater altså har været præsteret før, er vindkapaciteten i vind-

og brintscaenariet en stor opgave, der kræver en meget effektiv planlægning, hyppige udbud, vindmølleproducenter, der kan levere samt bygherrer med fornøden kapacitet. Hvis en udbygning i den skala skal finde sted, kræver det formentlig også politisk enighed herom over lang tid.

En massiv satsning på vindkraft vil sandsynligvis medføre en hurtigere afvikling af den traditionelle elproduktion, herunder de centrale kraftværker. I vind- og brintscaenariet er derfor gjort en antagelse om, at kun tre af de nuværende centrale værker findes i 2035, nemlig de tre nyeste.

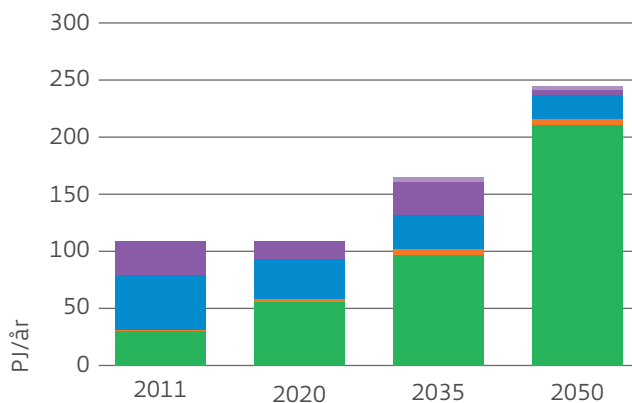
I biomasse- og bio+ scenariet, hvor der er mindre vindkraft, antages det, at flere af de nuværende kraftværker vil "være i live" i 2035, men ombygget til biomasse på grund af kravet om fossilfrihed i el og fjernvarme. I 2050 vil alle de nuværende kraftværker sandsynligvis være skrottet, men i biomasse- og især bio+ scenariet bygges nye udtagsanlæg på biomasse.



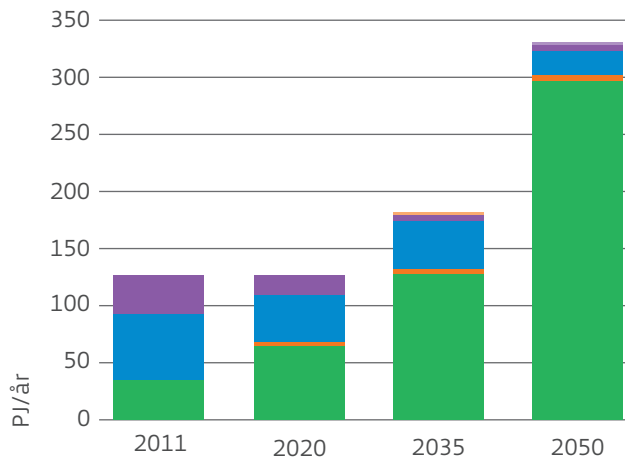
Figur 12.7. Vindkraftudbygning i Danmark historisk.

32. Vindkraften er modelleret ud fra historiske tidsserier for 2011 (normalt vindår), hvorved landvind modelleres med ca. 3.100 årlige fuldlasttimer, og havvind modelleres med ca. 4.150 årlige fuldlasttimer. I praksis vil de møller, der forventes opstillet i fremtiden have flere årlige fuldlasttimer, hvorved den samme elproduktion fra vind kan opnås med færre MW end de her præsenterede. Kapaciteten i vindscenariet vil sandsynligvis kunne reduceres med omkring 1.500 MW.

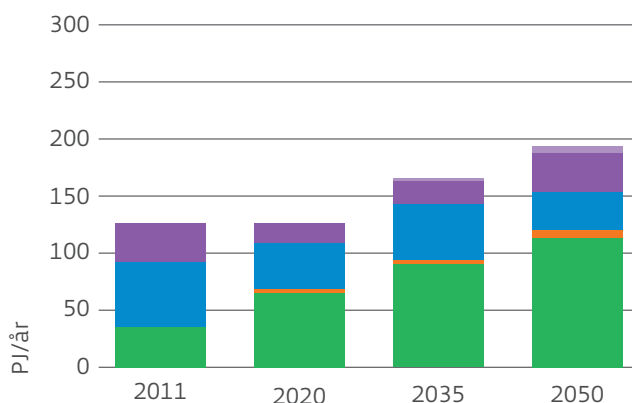
I bio+ scenariet minder elproduktionen i fremtiden meget om elproduktionen i dag – blot med bioenergi i stedet for fossile brændsler.



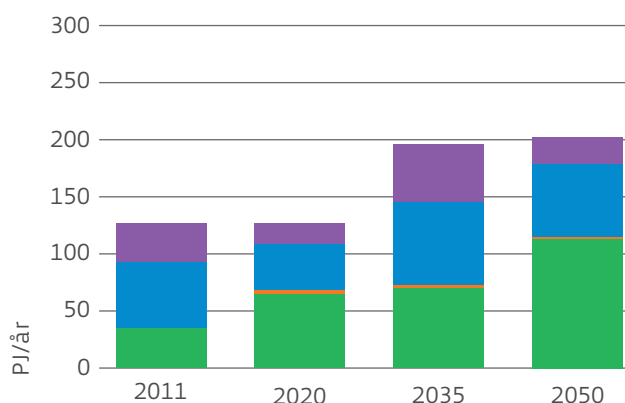
Figur 12.8. Udvikling i elproduktionen i vindscenariet.



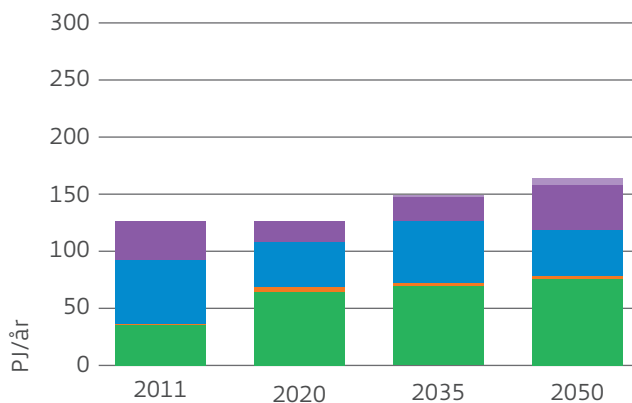
Figur 12.11. Udvikling i elproduktionen i brintscenariet.



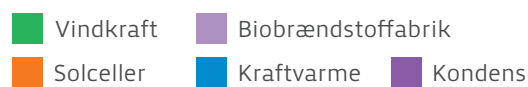
Figur 12.9. Udvikling i elproduktionen i biomassescenariet.



Figur 12.12. Udvikling i elproduktionen i det fossile scenarie.



Figur 12.10. Udvikling i elproduktionen i bio+ scenariet.

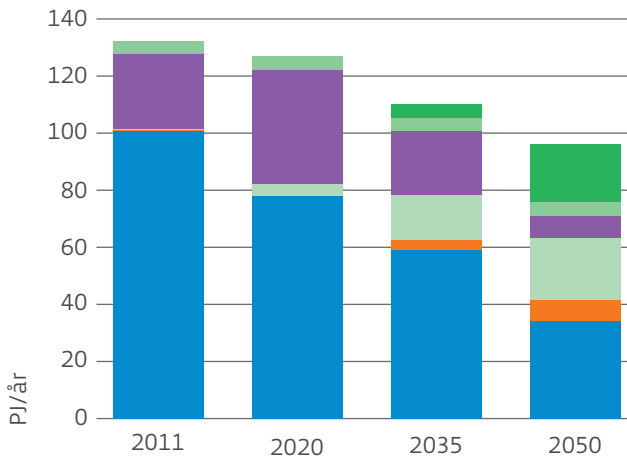


Fjernvarmesystemerne

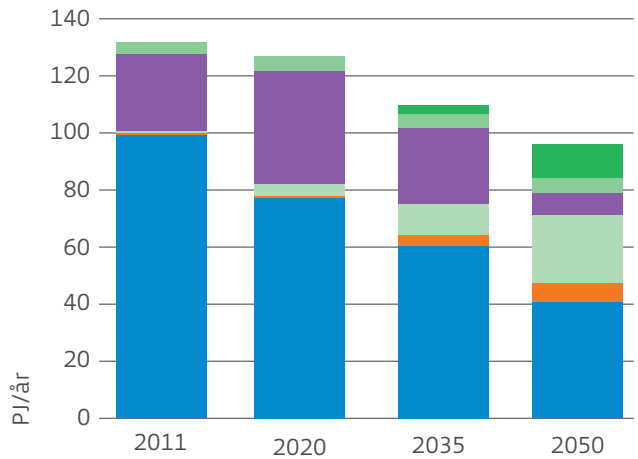
Den samlede fjernvarmeproduktion i alle scenarier forudsættes at blive reduceret, uanset at antallet af fjernvarmeforbrugere øges lidt. Dette er et output fra forbrugsmodellen med store besparelser.

Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i vind- og brintscenariet ændres markant over tid. Kraftvarmeproduktionen reduceres, mens varme- produktion fra varmepumper og overskudsvarme øges og tilsammen dækker over halvdelen af fjern- varmen i 2050. Den samme udvikling ses i biomas- scenariet men i lidt mindre omfang. I bio+ sce- nariet ændres den procentvise sammensætning af fjernvarmeforsyningen kun i mindre grad i forhold til i dag.

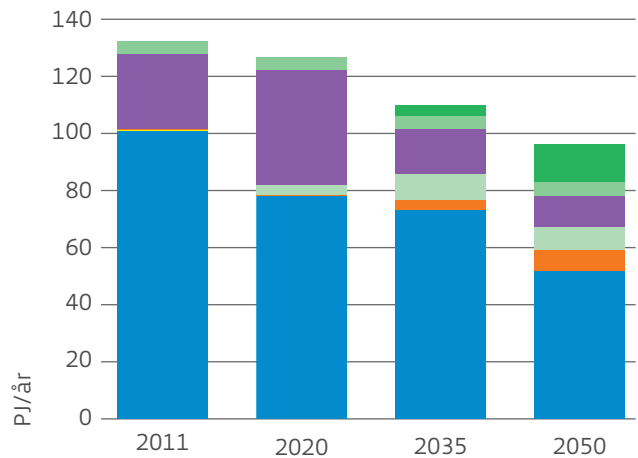
Udviklingen i fjernvarmeproduktionen ses i figur 12.13–12.17.



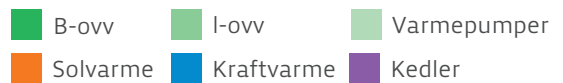
Figur 12.13. Udvikling i fjernvarmeproduktionen i vind- scenariet.

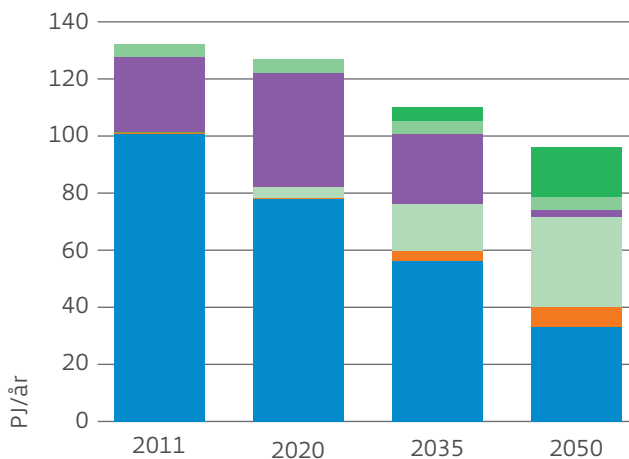


Figur 12.14. Udvikling i fjernvarmeproduktionen i bio- massescenariet.

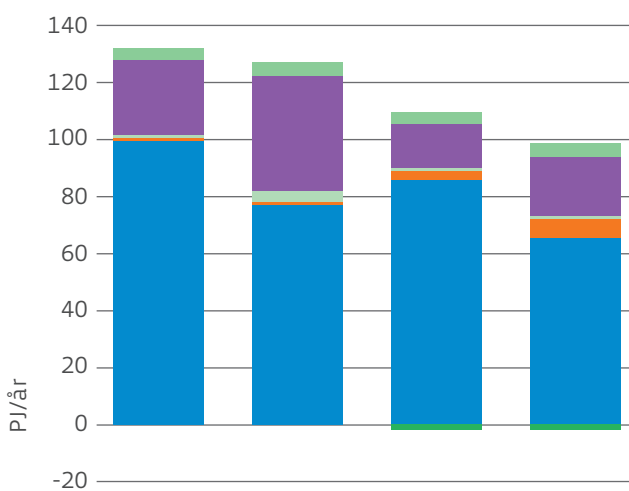


Figur 12.15. Udvikling i fjernvarmeproduktionen i bio+ scenariet.

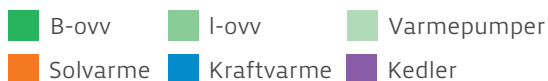




Figur 12.16. Udvikling i fjernvarmeproduktionen i brint-scenariet.



Figur 12.17. Udvikling i fjernvarmeproduktionen i det fossile scenarie.

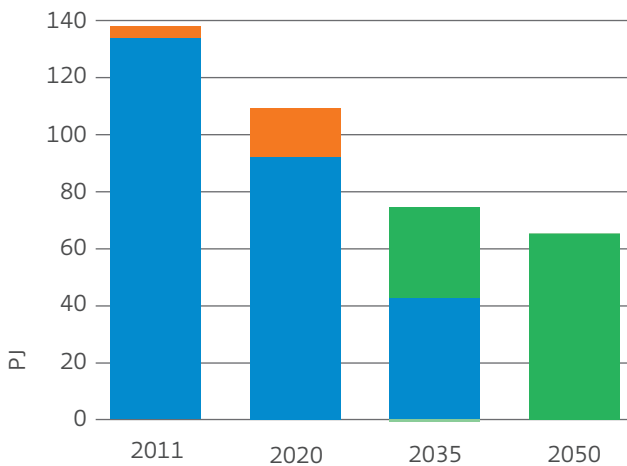


Gassystemet

Figur 12.18 og 12.19 viser udviklingen i gasforbruget fra i dag til 2050 i hhv. vindscenariet og biomassescenariet. I 2011 og 2020 benyttes naturgas og biogas. I 2035 SNG (opgraderet biogas) og naturgas, og i 2050 udelukkende SNG. Der sker et kraftigt fald i mængden af gas til et niveau, der afhænger af, hvordan gassen opgraderes. Hvis der anvendes brint til opgradering, ender man på omkring 65 PJ (40 pct. af det nuværende niveau). Hvis ikke, havner man på godt 40 PJ (25 pct. af det nuværende niveau). Også i det fossile scenarie falder gasforbruget, idet kul her erstatter naturgas.

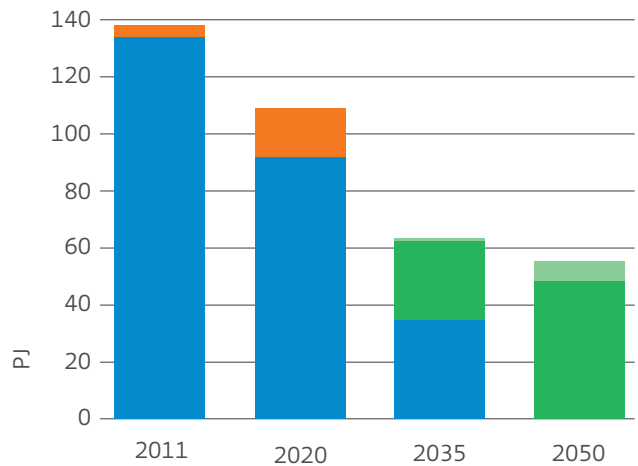
Ud over denne gasmængde eksisterer betydelige mængder gas midlertidigt som mellemprodukt i de fabrikker, der laver biobrændstof til fly m.m. Denne gas kommer dog ikke ud på nettet og tælles derfor ikke med. Ligeledes eksisterer det meste af den brint, der produceres i vind- og brintscenariet kun i kort tid, da den anvendes i forbindelse med produktion af forskellige former for biobrændstof.

Det er muligt at producere andre gasser ud fra biomasse ved forgasning. Det vil umiddelbart give en anden gastype end metan, og forgasningsgas vil ikke nødvendigvis kunne sendes ud i gasnettet. Der er ikke regnet med forgasning i scenarierne til kraftvarme og el.

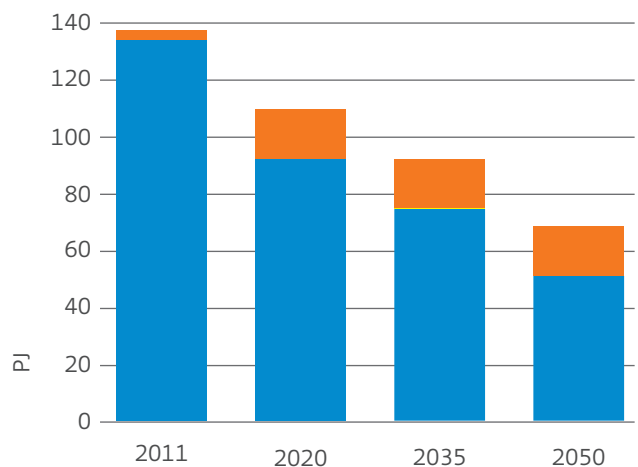


Figur 12.18. Udvikling i den samlede mængde af gas (naturgas, biogas og SNG) i vindscenariet. Ekskl. evt. transit, nordsøgas og skifergas. Samme udvikling i brintscenariet.

Den kraftigt reducerede gasmængde betyder, at gassen må målrettes til de mest nødvendige anvendelser. I scenarierne anvendes gas til transport, industri, decentrale kraftvarmeværker (med relativt få driftstimer) og gasturbine-reservekapacitet (som kun anvendes ganske lidt). I elsystemet kan der være behov for engang imellem at bruge større mængder gas (fx i tørår eller dårlige vindår, eller hvis biogasanlæggene ikke kan levere de ønskede mængder). Der kan derfor være brug for af hensyn til forsyningsikkerheden at supplere SNG med naturgas i visse perioder. Naturgas vil i så fald kunne agere "buffer" under anvendelse af gaslagrene. Det vil stadig være muligt at overholde fossilfriheden i gennemsnit over en periode.



Figur 12.19. Udvikling i den samlede mængde af gas (naturgas, biogas og SNG) i biomassescenariet. Ekskl. evt. transit, nordsøgas og skifergas. Samme udvikling i bio+ scenariet.



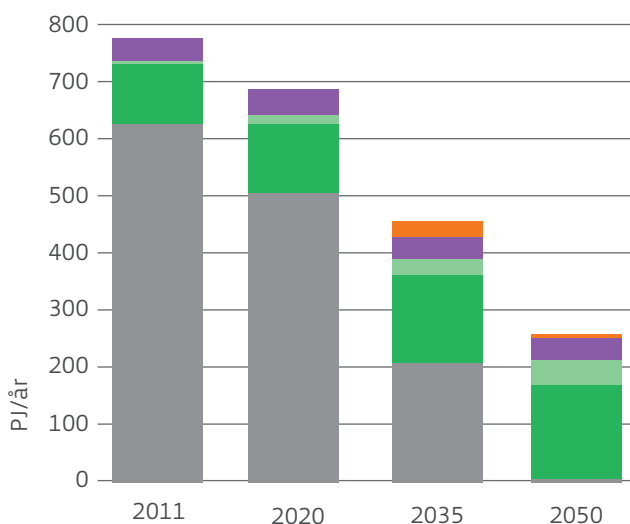
Figur 12.20. Udvikling i den samlede mængde af gas (naturgas, biogas og SNG) i det fossile scenarie. Ekskl. evt. transit, nordsøgas og skifergas.

■ Naturgas ■ SNG ■ SNG import ■ Biogas

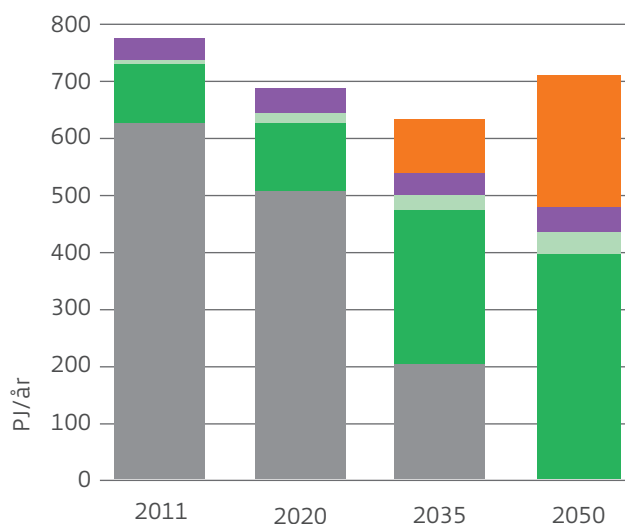
Vedrørende udvikling i gassystemet henvises i øvrigt til gasanalysen.

Samlet brændselsforbrug

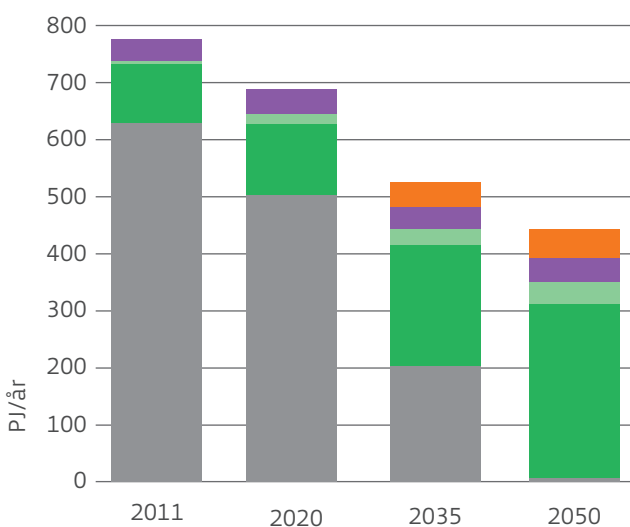
Figur 12.21–12.25 viser udviklingen i brændselsforbruget, herunder det fossile brændselsforbrug i de fem scenarier fra i dag til 2050.



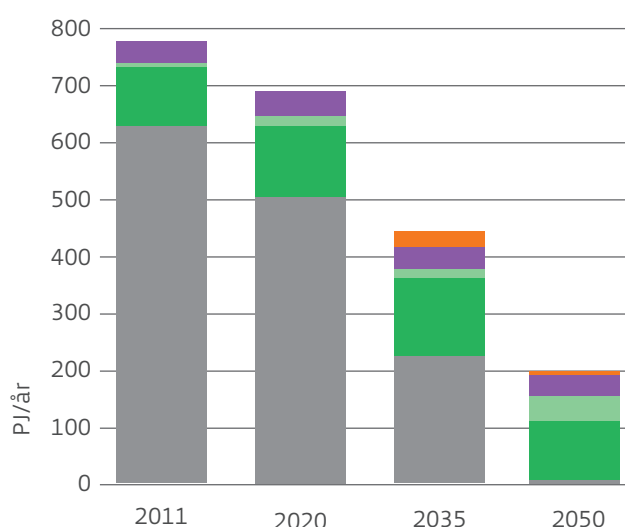
Figur 12.21. Udvikling i brændselsforbruget i vindscenariet. "Biobrændsel" er nettoimport af biobrændstoffer inkl. korrektion for udenlandske konverteringstab.



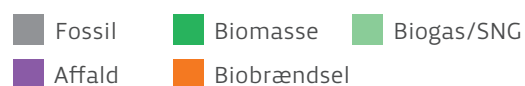
Figur 12.23. Udvikling i brændselsforbruget i bio+ scenariet. "Biobrændsel" er nettoimport af biobrændstoffer inkl. korrektion for udenlandske konverteringstab.

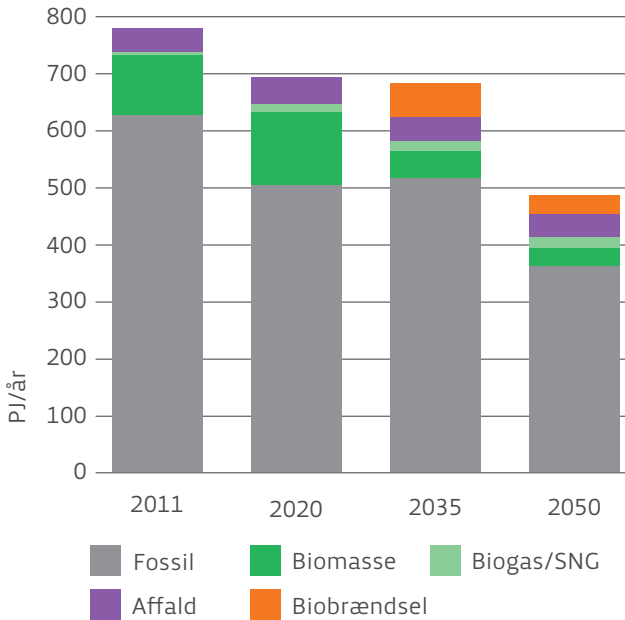


Figur 12.22. Udvikling i brændselsforbruget i biomassescenariet. "Biobrændsel" er nettoimport af biobrændstoffer inkl. korrektion for udenlandske konverteringstab.



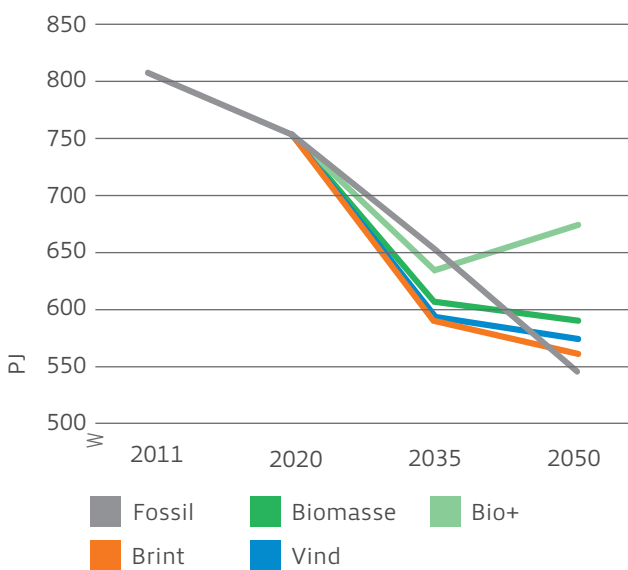
Figur 12.24. Udvikling i brændselsforbruget i brintscenariet. "Biobrændsel" er nettoimport af biobrændstoffer inkl. korrektion for udenlandske konverteringstab.





Figur 12.25. Udvikling i brændselsforbruget i det fossile scenarie.

Figur 12.26 viser udviklingen i bruttoenergiforbruget. Der er en faldende tendens i fire af scenarierne som følge af udbygning med vind, elektrificering af bilparken, øvrige effektiviseringer samt besparelser. I bio+ scenariet stiger bruttoenergiforbruget efter 2035 på grund af konvertering af transportsektoren til biobrændstof (effektiviseringen som følge af elektrificering af transporten mangler).



Figur 12.26. Udvikling i bruttoenergiforbruget i de fem scenarier fra 2035 til 2050.



13. Følsomhedsanalyser

13. Følsomhedsanalyser

I dette afsnit vises resultatet af en række følsomhedsanalyser. På grund af de ekstremt mange kombinationsmuligheder er følsomhederne ikke udtømmende.

Brændselspriserne

I tabel 13.1 vises scenariernes følsomhed for brændsels- og elpriserne i de tre IEA-prisforløb NP (New Policies), CP (Current Policies) og 450 ppm. CP er

et prisforløb, hvor man internationalt er uambitiøs m.h.t. reduktion af klimagasser. 450 ppm er et prisforløb, der svarer til at målet om at holde temperaturstigningen på 2 grader celsius overholdes. NP, der er anvendt som basisforløb, er et prisforløb med "moderat" international klimaindsats. CP indebærer, at biomasse bliver relativt billigere i forhold til fossilt brændsel. 450 ppm indebærer, at biomasse bliver relativt dyrere. De scenarier, der brugere mest biomasse, er derfor mest prisfølsomme.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Grundberegning (NP)	140,5	136,2	159,2	143,0	129,7
CP	-2,7	-5,8	-10,5	-1,8	+3,1
450ppm	+2,8	+5,0	+8,8	+1,4	+3,6

Tabel 13.1. Scenariernes følsomhed i 2050 for ændring af brændselspriserne (mia. kr. pr. år). Beregnet ved fastholdt drift og fastholdte kapaciteter.

Betragtes biomasseprisen isoleret, kan det nævnes, at en prisstigning på 35 pct. på biomasse og de priser, der afledes af biomasseprisen vil medføre økonomisk ligeværdighed mellem vind- og biomassescenarierne.

En anden vigtig pris er biogasprisen. Fremstillingsprisen for biogas er her beregnet til 126 kr./GJ ekskl. el og procesvarme. Hvis dette kan reduceres med 20 pct., falder omkostningerne i de fossilfrie scenarier med godt en mia. kr. årligt.

Beregningerne bag tabel 13.1 er foretaget ved fastholdt drift. Energisystemerne vil i praksis reagere på priserne ved ændret drift og dermed dæmpe prisvirkningerne i forhold til det viste. Dermed vil også det samlede brændselsforbrug ændre sig. I

vindscenariet øges det ~8 PJ ved at skifte fra NP til CP prisforløbet. Det skyldes lavere biomassepriser men stort set uændret elpris. Hermed bliver der en økonomisk fordel ved at øge elekspporten. Denne ændring af brændselsforbruget ved ændrede priser understreger, at selv om man kan designe et system til et givet brændselsforbrug, kan man ikke være sikker på, at dette brændselsforbrug bliver "overholdt" (hvilket heller ikke er noget formål i sig selv).

Prisen for biodiesel og biokerosen samt bioetanol har stor betydning for de scenarier, hvor disse brændstoffer importeres. I tabel 13.2 illustreres dette. En lavere pris for disse brændsler påvirker kun biomasse- og bio+ scenarierne.

Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Grundberegning	140,5	136,2	159,2	143,0	129,7
Ændring af omkostninger uden hydrogenering	0	-2,4	-5,9	0	0

Tabel 13.2. Ændring af omkostninger, hvis prisen for biodiesel og biokerosen beregnes uden hydrogenering.

Niveauet for energibesparelser

Det er i de fem scenarier antaget, at der foretages store energibesparelser. Der er foretaget en beregning på hhv. moderate og ekstra store besparelser. Se evt. beskrivelse af forbrugsmodellen i afsnit 6. Beregningen er foretaget med udgangspunkt i vindscenariet. Resultatet vises i tabel 13.3.

Beregningen er gennemført ved at op- og nedskalere kapaciteterne i produktionssystemet for el,

fjernvarme, proces og individuel opvarmning svarende til forholdet mellem forbruget i de relevante forbrugsscenarier. Dog er affald ikke skaleret, da affaldskapaciteten bestemmes af affaldsmængderne. Havmøllekapaciteten er ikke skaleret proportionalt, da en del af denne går til at forsyne transport-systemet, der ikke ændres af besparelsesniveauet.

Vindscenariet 2050	Omkostninger (mia. kr./år)	Nettobrændselsforbrug (PJ/år)
Moderate besparelser	+0,2	+14
Store besparelser (basis)	140,5	255
Ekstra store besparelser	+3,3	-15

Tabel 13.3. Ændring af totalomkostninger samt brændselsforbrug i vindscenariet ved ændring af besparelsesniveauet i vindscenariet for 2050.

Det fremgår, at totalomkostningerne ved ekstra store energibesparelser vokser i forhold til store energibesparelser. Beregningen viser, at de ekstra omkostninger til besparelser (ca. 9,5 mia. kr.) kun delvist opvejes af lavere investeringer og lavere omkostninger til drift, vedligehold og brændsel. En reduktion af omkostningerne ved besparelser på 35 pct. vil dog gøre store og ekstra store besparelser økonomisk ligeværdigt for vindscenariet.

En del af forklaringen på dette resultat ligger i relativt billig fjernvarmeproduktion i centrale fjernvar-

meområder (affald og overskudsvarme), således at gevinsten ved at spare varme er begrænset. En anden del af forklaringen ligger i lave biomassepriser pr. energienhed set i forhold til besparelsesprisen pr. energienhed.

Det fremgår desuden, at totalomkostningerne ved moderate energibesparelser er stort set de samme som ved store energibesparelser.

Der er ikke foretaget beregning på de andre scenarier.

Prisen for elbiler

Med de anvendte langsigtede teknologiforudsætninger er elbiler markant billigere end andre biler pr. produceret enhed mekanisk energi, selv når investeringerne inkluderes. En væsentlig del af konklusionerne omkring de samlede omkostninger ved energisystemet hviler på denne forudsætning. Ifølge data fra rapporten om Alternative Drivmidler

falder investeringsomkostningerne i drivsystemet til en elbil 35 pct. fra 2020 til 2030.

Der er udarbejdet en følsomhedsberegning, hvor dette prisfald antages ikke at finde sted. Resultatet vises i tabel 13.4.

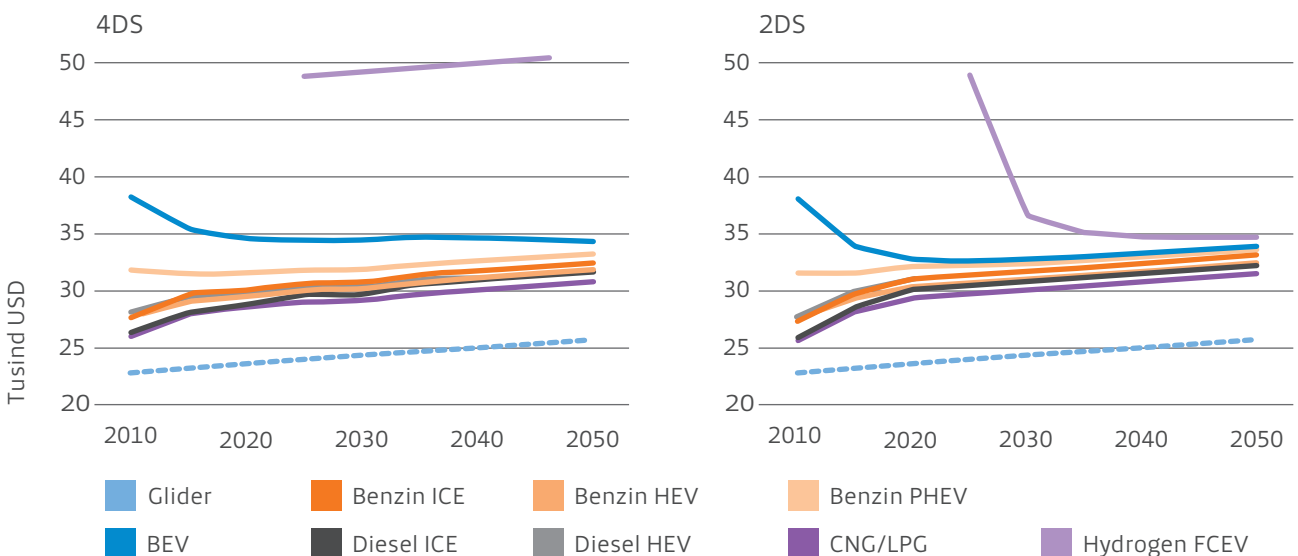
Scenarie	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Grundberegning	140,5	136,2	159,2	142,2	129,7
Ændring	+6,3	+5,9	+0,3	+6,3	+5,9

Tabel 13.4. Ændring af totalomkostninger (mia. kr. pr. år.) i grundberegningen for 2050, hvis faldet i elbilernes investeringsomkostninger ikke finder sted.

Hvis prisfaldet på elbiler ikke indtræffer, øges de årlige omkostninger altså omkring 6 mia. kr., undtagen i bio+ scenariet, hvor der kun er meget få elbiler.

At elbiler kan blive konkurrencedygtige med andre biltyper understøttes af IEA's Energy Technology Perspectives 2012, hvori det bl.a. hedder "If batteries follow the cost path of many other technologies, electric vehicles may reach costcompetitiveness if enough are manufactured in the coming decade".

Figur 13.1 nedenfor viser IEA's antagelse om anskaffelsesprisen for forskellige biltyper i to scenarier. Da driftsomkostningerne for elbiler er markant lavere end for brændselsdrevne biler, er disse antagelser konsistente med, at elbiler på sigt bliver billigere end brændselsdrevne biler pr. produceret enhed bevægelsesenergi. Det væsentligste prisfald finder dog her allerede sted frem mod 2020, hvor det i de her anvendte teknologidata antages at finde sted i perioden frem mod 2030.



Figur 13.1. IEA's antagelser om udvikling i anskaffelsesprisen for forskellige biltyper. 4DS = 4 grader scenarie (svarende til New Policy). 2DS = 2 grader scenarie (svarende til 450 ppm). Kilde: Energy Technology Perspectives 2012.

Kalkulationsrenten

I tabel 13.5 ses konsekvenserne af at ændre renten 1 pct.-point op hhv. ned (ved uændret energisystem).

Scenarie >	Vind	Biomasse	Bio+	Brint	Fossil
Rente 5 %	+5,5	+4,3	+4,1	+5,8	+3,3
Grundberegning (4 %)	140,5	136,2	159,2	143,0	129,7
Rente 3 %	-5,2	-4,2	-3,9	-5,6	-3,3

Tabel 13.5. Ændring af totalomkostninger samt brændselsforbrug i vindscenariet ved ændring af besparelsesniveauet i vindscenariet for 2050.

Det fremgår, at de mest investeringstunge scenarier (vind og brint) er mest følsomme for renteniveauet. Ændringen af renten med 1 pct.-point op eller ned ændrer dog ikke den økonomiske rangorden af scenarierne.

Import af biobrændstof (i stedet for egenproduktion).

For at undersøge konsekvensen af import af biobrændstoffer i stedet for egenproduktion er der udarbejdet en variant af vindscenariet, hvor al biodiesel og biokerosen importeres, og hvor disse fabrikker derfor fjernes fra det danske system. Desuden fjernes brintfabrikkerne, der producerer brint til biobrændstoffabrikkerne. Endelig nedjusteres havmøllekapaciteten, da det store elforbrug til produktion af biobrændsel forsvinder. Resultatet af beregningen ses i tabel 13.6.

Det ses, at omkostningerne stiger, hvis brændstofferne importeres. En del af forklaringen er, at overskudsvarmen fra biobrændstoffabrikkerne mistes, hvis disse importeres. Derfor kommer der ekstra omkostninger til varmeproduktion, her i form af vindmølledevedne varmepumper. Udenlandske producenter af biobrændstof vil typisk ikke have fjernvarmenet som i Danmark og derfor ikke i samme omfang kunne udnytte overskudsvarmen fra biobrændstoffabrikker.

Vindscenariet 2050	Omkostninger (mia. kr./år)
Grundberegning (ingen import)	140,5
Import af al biodiesel, biobenzin og biokerosen	+2,9

Tabel 13.6. Ændring af årlige omkostninger ved at importere biobrændstoffer i vindscenariet i 2050 i stedet for selv at producere dem.

Solceller kontra vind

Produktionsprisen pr. kWh for solceller er højere end for havvind med de anvendte forudsætninger (se figur 5.2). Man kunne derfor forvente, at erstatning af en del af solcelleproduktionen med vind ville give en besparelse. Solceller producerer om dagen, hvor det klassiske elforbrug er højt, mens vindkraften producerer mere tilfældigt. Solceller producerer relativt lidt om vinteren, hvor elforbruget er højt. Vindkraften producerer til gengæld mere om vinteren end om sommeren i gennemsnit.

Der er foretaget en følsomhedsberegning på vindscenariet med hhv. 1000 MW, 3000 MW og 4000 MW solceller. Resultatet ses i tabel 13.7.

Beregningen indikerer, at færre solceller giver færre omkostninger (og omvendt). Etablering af ekstra

1000 MW solceller i stedet for en tilsvarende elproduktion fra havvind giver således med de anvendte teknologiforudsætninger ekstraomkostninger på 110 mio. kr. årligt i 2050. De beregnede direkte produktionsomkostninger, jf. figur 5.2, ville tilsige en ekstraomkostning på ca. 260 mio. kr. årligt. Dette illustrerer, at der er en vis systemgevinst ved at "blande sol og vind", men gevinsten opvejer altså ikke de direkte teknologiomkostninger.

Hvis solcellerne falder 30 pct. i pris i forhold til den pris, de antages at have i 2050, som i forvejen indebærer prisfald i forhold til 2015 på 55 pct., bliver det økonomisk neutralt at øge solcellekapaciteten på bekostning af havmøllekapaciteten. Dette illustreres i nederste række i tabel 13,7.

Solcellekapacitet	1000 MW	2000 MW	3000 MW	4000 MW
Basisberegning	-0,10	140,50	+0,11	+0,23
30 % billigere solceller ift. 2050	+0,01	140,26	-0,01	0

Tabel 13.7. Samlede omkostninger i vindscenariet og ændring heraf ved forskellig solcellekapacitet og uændret samlet produktion fra havmøller og solceller.



Variationer på elprisen, herunder elprisvariationer

Der er i grundberegningerne antaget en gennemsnitlig elpris på spotmarkedet bestemt af langtidsmarginalomkostningerne ved kulkondens inkl. værdi af CO₂. Elprisen bliver hermed ca. 52 øre/kWh i 2050. Der er ikke foretaget følsomhedsberegninger på elprisens niveau. Elprisen kunne fx blive lav som følge af vådår eller høj som følge af tørår.

Det må forventes at en lavere elpris (vådår) vil få størst økonomisk effekt på de brændselsbaserede systemer (biomasse-, bio+ scenariet samt det fossile scenarie), der alle vil blive negativt påvirket, fordi de har netto-eleksport. De vindbaserede systemer (vind- og brints scenariet) vil være mere upåvirkede af lavere elpris, idet der er nogenlunde balance mellem import og eksport af el.

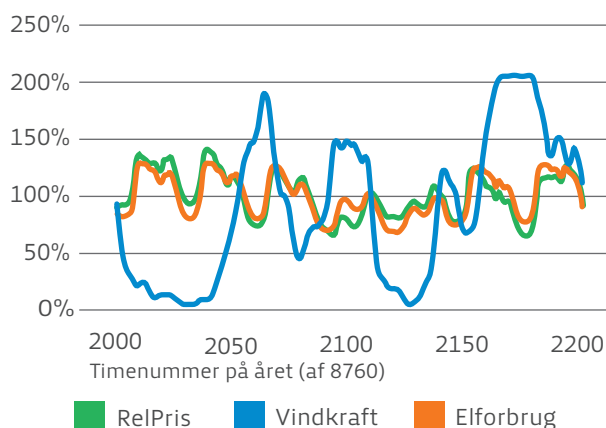
Også en højere elpris (tørår) forventes at få størst effekt på økonomien i de brændselsbaserede systemer – men i positiv retning. Igen vil vind- og brints scenarierne være mere upåvirkede.

Elprisvariationerne på spotmarkedet er som omtalt i afsnit 8 modelleret ud fra 2010–2012 data fra Energinet.dk som funktion af dels det klassiske elforbrug, dels vindproduktionen på følgende måde:

$E = 0,1681 + 0,9784 \cdot F - 0,1466 \cdot V$, hvor E er den relative elpris, F er det relative forbrug og V er den relative vind, alle i forhold til årsgennemsnit³³. Det

betyder, at elprisen stiger ved højt elforbrug og falder ved høj vindproduktion (og omvendt). Dette er illustreret i figur 13.2 for uge 13 med de timevariationer, som anvendes i Energibalancemodellen.

En elprismodel baseret på historiske erfaringer vil ikke nødvendigvis gælde i en fremtid med væsentligt mere vindkraft. Isoleret betragtet vil mere vindkraft føre til større prisvariationer. Flere udlandsforbindelser og større markedsintegration vil trække i retning af mindre prisvariationer og mere ens elpris mellem landene. Endelig vil et ”slankere” elsystem (som der her er regnet med) alt andet lige føre til højere gennemsnitlige elpriser. Det er ikke



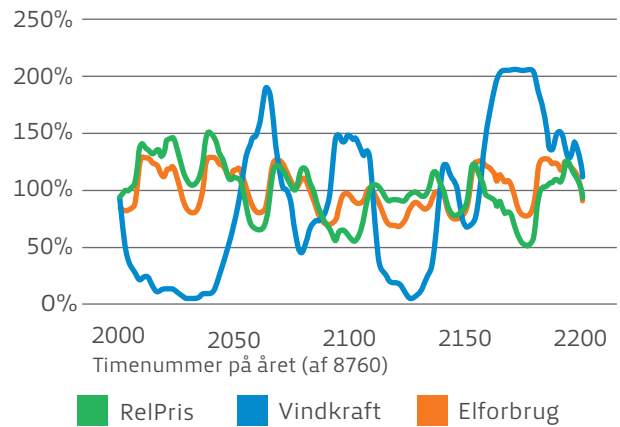
Figur 13.2. Normeret elpris, elforbrug og havmølleproduktion uge 13 med grundantagelser.

33. Der er brugt danske værdier for elforbrug og vindproduktion. Det ville formentlig ændre relativt lidt, hvis der i stedet blev anvendt det nordiske elforbrug.

forsøgt at modellere fremtidens prisvariationer. I stedet er foretaget en følsomhedsberegning, hvor elprisens vindfølsomhed er fordoblet. Det fører til et billede som i figur 13.3.

Resultatet bliver, at omkostningerne i vindscenariet øges med 1,35 mia. kr. pr. år (tæt på 1 pct.-point), og at omkostningerne i biomassescenariet øges med 0,67 mia. kr. pr. år.

Omkostningerne stiger mest i vindscenariet, hvor der er mere vindkraft, fordi vindkraftoverskuddet (som eksporteres) forekommer ved lavere elpriser, mens elimporten forekommer ved højere elpriser, hvor der er mindre vindkraft.



Figur 13.3. Normeret elpris, elforbrug og havmølleproduktion uge 13 med dobbelt vindfølsomhed af elprisen.



14. Ordliste og anvendte forkortelser

1G og 2G: Første hhv. anden generation. Bruges fx om biobrændstofteknologier.

□: Bruges som første karakter i navnet på teknologier, der leverer fjernvarme til decentrale fjernvarmeområder.

450 ppm: Prisforløb fra World Energy Outlook, hvor Verden er ambitiøs på klimaområdet.

B-OVV: Forkortelse for overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker.

Benyttelsestid: Angiver den årlige udnyttelse af en kapacitet. Hvis et 1 MW anlæg kører fuld last i 4000 timer og er slukket resten af tiden, har det en årlig benyttelsestid på 4000 timer. Kører det på halv kraft i 8000 timer og er slukket resten af tiden, har det også en årlig benyttelsestid på 4000 timer. Den maksimalt mulige benyttelsestid er 8760 timer pr. år. Det klassiske elforbrug har en årlig benyttelsestid på godt 5000 timer. En havmølle ca. 4000 timer. En solcelle ca. 1000 timer.

Bioenergi: Her brugt som fællesbetegnelse for biomasse, affald, biogas og biobrændstoffer.

Biomasse: Træ og halm, afgrøder og lignende.

Brownout: Kontrolleret afbrydelse af et mindre områdes elforbrug m.h.p. at undgå, at et større område mister elforsyning.

CCS: Carbon Capture and Storage (fjernelse af CO₂ fra røgen fra fx et kulkraftværk og lagring af denne CO₂ i undergrunden i velegnede geologiske formationer).

CKV: Forkortelse for centrale kraftvarmeværker.

CP: Prisforløb fra World Energy Outlook, hvor Verden er uambitiøs på klimaområdet.

DKV: Forkortelse for decentral kraftvarme.

Drivsystemer: Ved omkostningsberegninger i transportsektoren medregnes kun omkostninger til motor, brændstoftank/batterier, gear m.v. Dette kaldes drivsystemet. Selve køretøjet (karosseri, hjul, interiør m.v.) medregnes ikke.

EJ: Energienheden exajoule. 1 EJ = 1000 PJ. Danmarks bruttoenergiforbrug var 0,8 EJ i 2011.

FJV: Forkortelse for fjernvarme.

GT: Gasturbine.

GW: Gigawatt. Kapacitetsbetegnelse. 1 GW = 1000 MW.

Hydrogenering: Fællesbetegnelse for processer, hvor brint (H_2) anvendes til at forøge energiudbyttet af en given bioenergimængde. Eksempel: Biogas består af ca. 2 dele metan (CH_4) og 1 del kuldioxid (CO_2). Ved hydrogenering laves CO_2 om til metan vha. følgende proces: $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$. Her ved bliver antallet af metanmolekyler – og dermed energiindholdet – halvanden gang så stort som det, biogassen oprindeligt bestod af.

IOV: Forkortelse for industrioverskudsvarme.

IKV: Forkortelse for industriel kraftvarme.

Kerosen: Bruges som betegnelse om flybrændstof (også kaldet JP1 i energistatistikken). Biokerosen er det samme, blot lavet af biomasse.

Klassisk elforbrug: Betegnelse for det elforbrug, der går til apparater, maskiner, belysning, køling osv. Til forskel fra ”nye” elforbrug i fx køretøjer, varmepumper, elkedler, brændselsfabrikker m.v.

KV: Forkortelse for kraftvarme.

MC: Forkortelse for motorcykler.

MW: Megawatt. Kapacitetsbetegnelse.

NP: Prisforløb fra World Energy Outlook, hvor Verden er moderat ambitiøs på klimaområdet.

RME: Biodiesel.

SNG: Syntetisk naturgas. Identisk med naturgas, men lavet ud fra biogas eller evt. andre typer bioenergi.

VP: Forkortelse for varmepumpe.

Energiscenarier

Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050

Udarbejdet af Energistyrelsen marts 2014.

Analysens samlede tekniske bilag kan læses og downloades på www.ens.dk/analyser

De øvrige udgivelser i samme serie er:

Energiscenarier for
2020, 2035 og 2050

Fjernvarmens rolle i den
fremtidige energiforsyning

Den fremtidige anvendelse
af gasinfrastrukturen

Analyse af elnettets
funktionalitet

Anvendelsen af
bioenergi i Danmark

Biogas i Danmark
– status, barrierer og perspektiver

ISBN: 978-87-93071-64-3

Grafik og layout: Solid Media Solutions