

Store datacentres effekt på energisystem og samfundsøkonomi frem mod 2030

Baggrundsnotat til Klimarådets analyse *Store datacentre i Danmark*

Indhold

Indledning.....	2
1 Analyseforudsætninger.....	2
1.1 Målsætningen om 55 pct. vedvarende energi.....	3
1.2 Scenarieopsætning.....	3
1.3 Sektorer uden for el- og fjernvarmeforsyningen	6
1.4 El- og fjernvarmeforsyningen.....	11
1.5 Datacentres påvirkning af effektilstrækkeligheden i Danmark.....	16
2 Resultater.....	18
2.1 Energisystemiske effekter ved store datacentre i Danmark	18
2.2 Samfundsøkonomiske effekter ved store datacentre i Danmark	24

Indledning

Dette baggrundsnotat indeholder en analyse af centrale effekter for energisystemet og deraf afledte samfundsøkonomiske konsekvenser ved et øget elforbrug fra store datacentre i Danmark. Notatet indeholder desuden en beskrivelse af væsentlige forudsætninger og antagelser, der er anvendt i analysen. Notatets resultater danner baggrund for Klimarådets analyse *Store datacentre i Danmark* og underbygger særligt argumenter og konklusioner i analysens kapitel 2.

Store datacentre forventes at bidrage til en betydelig stigning i Danmarks elforbrug. Stigningen i elforbruget får en række konsekvenser for Danmarks energisystem og de omkostninger, der er ved at drive dette. Et øget elforbrug vil blandt andet få betydning for opfyldelsen af en række af Danmarks klimamålsætninger og -forpligtelser. Af særlig betydning for effekterne af det øgede elforbrug er den seneste energiaftales målsætning om en andel af vedvarende energi på 55 pct. af energiforbruget i 2030. Da datacentrene øger Danmarks samlede energiforbrug, vil det kræve en større produktion af energi fra vedvarende energikilder for at nå målet i 2030. I denne analyse fokuseres derfor på centrale effekter ved et øget elforbrug fra store datacentre set i lyset af 55 pct.-målsætningen.

En anden central effekt ved datacentrenes placering i Danmark er muligheden for at udnytte den overskudsvarme, som genereres i driften af datacentrene. Hvis overskudsvarmen udnyttes, kan datacentrene bidrage til en effektivisering af fjernvarmeproduktionen i de fjernvarmeområder, som datacentrene er placeret i nærheden af.

I analysen belyses effekterne ved datacentrenes elforbrug ved opstilling af fire scenarier, der adskiller sig i antallet af datacentre, der placeres i Danmark. Tre af scenarierne er baseret på COWI's *Temaanalyse om store datacentre*, der ledsagede Energistyrelsens *Basisfremskrivning 2018*. Foruden disse tre scenarier opstilles et nulscenarie uden datacentre, der tjener som sammenligningsgrundlag for de øvrige scenarier.

I analysen anvendes energisystemmodellen Balmorel til optimering af udbygningen med vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen og modellen SisyfosR til analyse af datacentres påvirkning af elsystemets effekttilstrækkelighed. Beregningerne i Balmorel og SisyfosR er udført af Ea Energianalyse for Klimarådet.

Dette baggrundsnotat anvender samme fokus og overordnede metode som Klimarådets analyse *Fremtidens vedvarende energi* med tilhørende baggrundsnotat *Udbygning og støttebehov for vedvarende energi frem mod 2030*, og elementer af kapitel 1 i nærværende baggrundsnotat vil derfor være ens med disse publikationer. I kapitel 1 gennemgås først centrale forudsætninger for analysen, hvorefter resultater præsenteres og diskuteres i kapitel 2.

1 Analyseforudsætninger

For at kunne undersøge effekterne ved elforbruget fra store datacentre i Danmark er det nødvendigt at tage en række metodiske valg og antagelser. I dette kapitel gennemgås analysens scenarier og de centrale forudsætninger og antagelser, der er anvendt i opsætningen heraf.

Analysen fokuserer som nævnt på centrale effekter i energisystemet set i lyset af 55 pct.-målsætningen. Opfyldelsen af dette mål afhænger af Danmarks forbrug og produktion af vedvarende energi i alle sektorer, og i analysen behandles derfor også udviklingen i sektorer uden for el- og fjernvarmeforsyningen.

Klimarådet.

1.1 Målsætningen om 55 pct. vedvarende energi

Alle folketingets partier indgik i juni 2018 en ny energiaftale. Tiltagene i aftalen ”anviser vejen til at nå en VE-andel på ca. 55 pct. i 2030”.¹ Denne lidt uklare ordlyd tolker Klimarådet som en målsætning om 55 pct. vedvarende energi i energiforbruget i 2030. Hvordan andelen af vedvarende energi præcis skal udregnes er dog ikke specificeret i aftalen.

I denne analyse udregnes andelen af vedvarende energi efter samme overordnede metode, som anvendes i forbindelse med EU’s målsætninger for vedvarende energi. Metoden er defineret i EU’s direktiv om vedvarende energi og anvendes blandt andet i forbindelse med Danmarks EU-forpligtelse om, at mindst 30 pct. af det samlede danske energiforbrug skal dækkes af vedvarende energi i 2020, og i forbindelse med EU’s mål om, at mindst 32 pct. af unionens energiforbrug senest i 2030 skal dækkes af vedvarende energikilder.² Da 55 pct.-målsætningen er en national målsætning, kan man fra dansk side definere denne, som man ønsker. Det vil derfor være muligt at fravige fra EU’s metode, men dette vil føre til den uhensigtsmæssighed, at Danmark skal føre to forskellige opgørelser af andelen af vedvarende energi.

I EU’s metode sættes produktionen af vedvarende energi i forhold til det *udvidede endelige energiforbrug*. Opgørelsen af det udvidede endelige energiforbrug tager udgangspunkt i det *endelige energiforbrug*. Det endelige energiforbrug i Danmark udgøres af energiforbruget leveret til slutbrugerne, det vil sige til private og offentlige erhverv og husholdninger, herunder også forbrug af brændsler til andet end energiformål som fx bitumen til asfaltering. Det endelige energiforbrug er eksklusiv grænsehandel med olieprodukter, der defineres som benzin, gas-/dieselolie og petroleumskoks, der indkøbes på den ene side af grænsen og forbruges på den anden.

Det udvidede endelige energiforbrug opgøres som det endelige energiforbrug fratrukket forbrug til ikke-energiformål og tillagt grænsehandel med olieprodukter, distributionstab i el- og fjernvarmenet og egetforbrug af el- og fjernvarme i el- og varmegærker.

I forhold til denne analyse er særligt ét forhold i måden, hvorpå EU’s direktiv definerer vedvarende energi, vigtigt at bemærke. Overskudsvarme anses i mange henseender som værende et CO₂-neutralt alternativ, da udnyttelsen heraf ikke giver anledning til udledning af drivhusgasser, medmindre virksomheden aktivt producerer såkaldt falsk overskudsvarme.³ Overskudsvarme regnes dog ikke som vedvarende energi i direktivets måde at udregne den overordnede andel af vedvarende energi i energiforbruget på. Når datacentres overskudsvarme eksempelvis anvendes som varmekilde til varmepumper, tæller denne overskudsvarme derfor ikke som vedvarende energi. Havde selvsamme varmepumpe derimod anvendt udeluft som varmekilde, ville energien i denne udeluft tælle som vedvarende energi. Erstatte en varmepumpe, der anvender overskudsvarme som varmekilde, således en varmepumpe, der anvender naturlige varmekilder, vil andelen af vedvarende energi ifølge EU’s beregningsmetode falde.

1.2 Scenarieopsætning

I analysen regnes på fire scenarier, der på forudsætningssiden kun adskiller sig ved størrelsen af elforbruget til store datacentre i Danmark. I de fire scenarier er udviklingen i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen ens, og scenarierne varierer således kun i graden, hvormed el- og fjernvarmeforsyningen omstilles

¹ *Energiaftale af 29. juni 2018*, 2018.

² *Europa-Parlamentets og Rådets direktiv (EU) 2018/2001 af 11. december 2018 om fremme af anvendelsen af energi fra vedvarende energikilder*, 2018.

³ Falsk overskudsvarme er nyttiggjort varme, hvor der bruges mere el eller brændsel til produktionsprocessen, end tilfældet ville have været uden afsætning af overskudsvarmen.

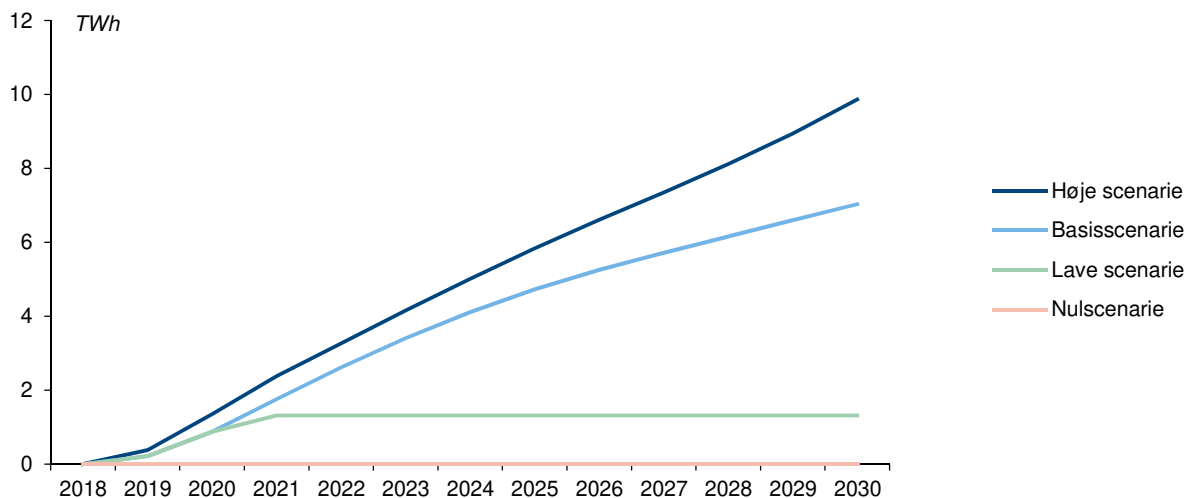
til vedvarende energi som følge af scenariernes forskellige elforbrug fra store datacentre og udnyttelsen af overskudsvarme fra samme. Sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen udgøres af transportsektoren, husholdninger og service- og produktionserhverv. På baggrund af en vurdering af forbruget og produktionen af fossil og vedvarende energi i disse sektorer, udregnes den mængde vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen, som er nødvendig for at nå 55 pct.-målsætningen.

Fire scenarier udfolder udfaldsrummet for elforbrug fra store datacentre frem mod 2030

I analysen opstilles følgende fire scenarier:

- **Lave scenarie:** Dette scenarie skildrer en udvikling, hvor kun få af de allerede kendte projekter for store datacentre i Danmark gennemføres eller alternativt kun etableres som mindre centre. Scenariet er således et konservativt bud, der repræsenterer et minimum i udfaldsrummet for elforbrug fra store datacentre i Danmark frem mod 2030. En sådan udvikling vil formentligt kræve, at konkurrenceforholdet i centrale rammebetingelser og parametre for datacentreoperatører ændres betydeligt i forhold til i dag, hvor Danmark er attraktivt på mange parametre i forhold til andre europæiske lande. Scenariet indeholder et årligt elforbrug til store datacentre i Danmark på 1,3 TWh i 2030.
- **Basisscenarie:** Dette scenarie skildrer en udvikling, hvor rammebetingelserne for drift af store datacentre forbliver attraktive i Danmark, og hvor Danmarks markedsandel af europæiske datacentre således bliver relativt høj frem mod 2030. Dette scenarie repræsenterer COWI's bedste bud og anvendes i Energistyrelsens *Basisfremskrivning 2018*. Scenariet indeholder et årligt elforbrug til store datacentre i Danmark på 7 TWh i 2030.
- **Høje scenarie:** Dette scenarie skildrer en udvikling, hvor rammebetingelserne for drift af store datacentre, som i basisscenariet, forbliver attraktive i Danmark frem mod 2030. Danmarks markedsandel af europæiske datacentre er i dette scenarie således også relativt høj. I forhold til basisscenariet, antages i det høje scenarie et højere dataforbrug til blandt andet teknologier og anvendelser som selvkørende biler, internet of things, virtual reality og lignende. Det højere dataforbrug indebærer et større behov for datacentre i Europa og dermed også en forventning om flere store datacentre i Danmark end i basisscenariet. Den kraftige stigning i dataforbruget finder særligt sted efter 2030, men scenariet inkluderer dog stadig et elforbrug til store datacentre i Danmark, der er noget større i 2030 i forhold til i basisscenariet. I scenariet forbruger store datacentre i Danmark 9,9 TWh i 2030.
- **Nulscenarie:** Dette scenarie er uden store datacentre i Danmark og tjener som sammenligningsgrundlag for de øvrige tre scenarier, således at energisystemiske og økonomiske effekter ved datacentre i disse scenarier kan opgøres. Nulscenariet repræsenterer dermed ikke en sandsynlig udvikling.

Figur 1 viser udviklingen i elforbruget fra store datacentre i Danmark i de fire scenarier.



Figur 1 Elforbrug fra store datacentre i Danmark i de fire opstillede scenarier

Kilde: Energistyrelsen og Klimarådet.

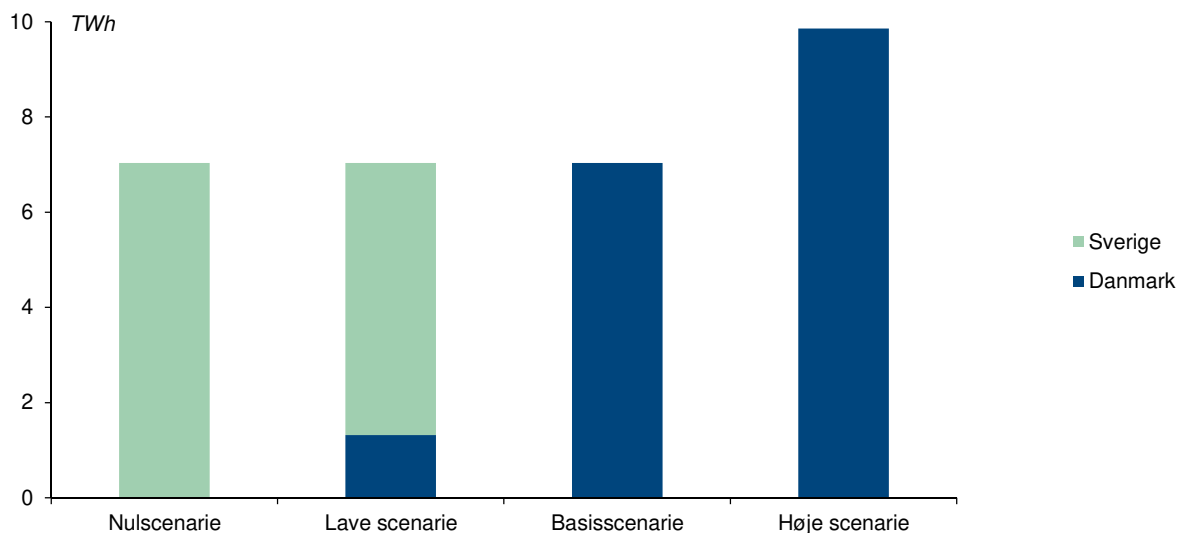
Scenarierne er, bortset fra nulscenariet, baseret på COWI's *Temaanalyse om store datacentre*.⁴ For en uddybende beskrivelse af hvert scenarie henvises til COWI's analyse, hvor elforbruget fremskrives frem til 2040. Selvom der i Klimarådets analyse fokuseres på udviklingen i antal datacentre i Danmark frem mod 2030, er det vigtigt at påpege, at der også efter 2030 formentligt vil ske en videre udbygning med store datacentre, som det også fremgår af COWI's scenarier. Særligt i det høje scenarie stiger elforbruget til store datacentre i Danmark betydeligt efter 2030, så det i 2040 vil være på mere end 25 TWh. En sådan udvikling vil stille store krav til det danske energisystem og have afgørende betydning for blandt andet behovet for forstærkning og udbygning af det danske eltransmissionsnet. Som det fremgår af figur 1, er udfaldsrummet for elforbruget fra datacentre i Danmark frem mod 2030 forholdsvist stort, og denne usikkerhed vil naturligvis øges, når der kigges helt frem til 2040.

Elsystemet er tæt forbundet i Europa, og placeringen af store datacentre i lande omkring Danmark har derfor også betydning for det danske elsystem. Et vigtigt spørgsmål er derfor, hvor datacentre placeres, hvis de ikke kommer til Danmark. COWI vurderer i deres temaanalyse, at særligt Danmark, Sverige og Irland om få år er blandt de mest attraktive placeringer for store datacentre i Europa.

I denne analyse antages, at der under alle omstændigheder kommer et elforbrug fra store datacentre på 7 TWh i både nulscenariet, det lave scenarie og basisscenariet, men at den geografiske placering af datacentre varierer. Det er antaget, at de nye store datacentre placeres i Sverige, hvis de ikke kommer til Danmark. Dermed vil et større elforbrug i det ene land modsvares af et tilsvarende mindre elforbrug i det andet land. I nulscenariet inkluderes således et elforbrug fra nye datacentre på 0 TWh i Danmark og 7 TWh i Sverige i 2030. Omvendt inkluderer basisscenariet et elforbrug fra nye datacentre på 7 TWh i Danmark og 0 TWh i Sverige. Denne specifikke geografiske antagelse har primært indflydelse på analyseresultaterne for den regionale effekttilstrækkelighed. I det høje scenarie inkluderes et elforbrug på 10 TWh i 2030 til datacentre i Danmark og 0 TWh til datacentre i Sverige. Elforbruget til datacentre er dermed 3 TWh højere end i de andre scenarier, hvilket skyldes scenariets antagelse om et større dataforbrug. Figur 2 viser den geografiske forde-

⁴ I COWI's analyse benævnes scenarierne henholdsvis *Danmark fravælges* (det lave scenarie), *Lineær vækst* (basisscenariet) og *Eksplo- nentiel vækst* (det høje scenarie).

ling af analysens medtagne elforbrug til store datacentre på 7 henholdsvis 10 TWh mellem Danmark og Sverige.



Figur 2 Geografisk fordeling af elforbrug fra store datacentre i Danmark og Sverige i analysens scenarier

Anm: I analysen antages et elforbrug til store datacentre på 7 TWh i basisscenariet og 10 TWh i det høje scenarie. Nulscenariet og det lave scenarie antager ligeledes et elforbrug på 7 TWh og tjener som variationer af basisscenariet i forhold til i hvilken grad datacentrenes kommer til Danmark eller alternativt etableres i Sverige.

Kilde: Ea Energianalyse og Klimarådet.

Det skal bemærkes, at den generelle fremskrivning af elforbruget i landene omkring Danmark er baseret på ENTSO-Es *Sustainable Transition Scenarie* fra TYNDP 2018. Disse scenarier er baseret på input fra de nationale transmissionssystemoperatører, og vil normalt inkludere en basisforventning til elforbruget, inkl. forbrug til datacentre. Forbruget til datacentre er dog ikke udspecificeret i ENTSO-Es TYNDP 2018. De her nævnte forbrug for datacentre vedrører derfor alene ændringer i datacenterforbrug i de opstillede scenarier, og siger ikke noget om den totale elforbrug fra store datacentre i modelområdet, herunder i Sverige.

1.3 Sektorer uden for el- og fjernvarmeforsyningen

I analysen er anvendt et 'bedste bud' på udviklingen i energiforbrug og omstilling til vedvarende energi i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen. Kvantificeringen af denne udvikling er foretaget af Ea Energi-analyse med bidrag fra Klimarådet.

Hvilken udvikling er sandsynlig frem mod 2030?

Udviklingen i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen er udformet med udgangspunkt i Energistyrelsens *Basisfremskrivning 2018* suppleret med input fra energiaftalen fra juni 2018, regeringens klima- og luftudspil fra oktober 2018,⁵ tidligere analyser og anbefalinger fra Klimarådet og Ea Energianalyses egne forventninger. Formålet med denne tilgang er at modellere en sandsynlig udvikling, som effekterne og omkostningerne ved datacentrenes elforbrug kan opgøres på baggrund af.

⁵ Regeringen, *Sammen om en grønnere fremtid*, 2018.

Klimarådet.

Energistyrelsen udgiver løbende fremskrivninger af, hvordan energiforbrug og -produktion samt udledning af drivhusgasser vil udvikle sig i Danmark, hvis der ikke implementeres nye politiske tiltag. Fremskrivningerne medtager således kun allerede besluttede politikker og virkemidler. Den seneste basisfremskrivning udkom i april 2018 og inkluderer derfor ikke tiltag fra energiaftalen eller regeringens klima- og luftudspil, som begge kom senere i 2018.

Analysens antagelser om udviklingen i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen afviger fra basisfremskrivningen på visse områder som oplistet i tabel 1.

Antagelse	Antal/mængde	Argumentation
Transportsektoren		
Personbiler: Salget af el- og plug-in-hybridbiler accelereres.	Ca. 0,5 mio. elbiler og 0,27 mio. plug-in hybridbiler i 2030.	Udviklingen er fastlagt med udgangspunkt i tiltag i regeringens klima- og luftudspil samt tidligere analyser fra Klimarådet. ^{6,7} Stop for salg af benzin- og dieselbiler i 2030 foreslås i regeringens klima- og luftudspil og er også anbefalet af Klimarådet. Klimarådet har tidligere foreslået 0,5 mio. elbiler som et pejlemærke for 2030, hvilket rådet vurderer er et ambitiøst men dog realistisk mål.
Varebiler: Salget af el- og plug-in-hybridbiler accelereres.	Ca. 90.000 el-drevne varebiler og 25.000 plug-in-hybridvarebiler.	Udviklingen i andelen af el- eller hybridvarebiler i nybilssalget antages at følge udviklingen for personbiler. Rent teknologisk er segmenterne tæt på hinanden, men den antagne udvikling forudsætter, at der sikres tilsvarende incitamenter.
Brugen af biobrændstoffer begrænses efter 2020.	Andelen hæves til ca. 8 pct. af transportens energiforbrug i 2020 og dernæst reduceres til 1,75 pct. i 2030	I regeringens klima- og luftudspil foreslås at hæve iblandingskravet som en måde at opfylde EU's krav til andelen af vedvarende energi i transporten i 2020 på 10 pct., som fremgår af EU's direktiv for vedvarende energi. Det svarer til 8 pct. iblanding. Som Klimarådet tidligere har påpeget, er der stor risiko for, at anvendelsen af 1.-generationsbiobrændstoffer øger de globale udledninger i forhold til anvendelse af benzin og diesel, og på denne baggrund anbefaler rådet, at andelen af biobrændstoffer begrænses efter 2020. Danmark er af EU kun forpligtet til at dække mindst 1,75 pct. af transportens energiforbrug med avancerede biobrændstoffer i 2030, og dette er valgt som andelen i 2030 i denne analyse.
Rutebusser omstilles i højere grad til el og brint.	Fra 2020 er alle nye offentlige rutebusser CO ₂ -neutrale. Fra 2025 må alle nye offentlige rutebusser i byerne ikke udlede luftforurening. I 2030 er alle offentlige rutebusser CO ₂ -neutrale og for-	Udviklingen er fastlagt med udgangspunkt i forslag til krav for omstilling af offentlige rutebusser i regeringens klima- og luftudspil.

⁶ Klimarådet, *Flere elbiler på de danske veje*, 2018.

⁷ Klimarådet, *Omstilling frem mod 2030*, 2017.

	buddet mod luftforurening gælder alle offentlige rutebusser i byerne.	
Effektivisering af køretøjer	Effektiviteten for en gennemsnitlig benzin- og dieselbil i 2030 er hhv. ca. 25 pct. og 15 pct. bedre end i 2018.	Der antages fortsat effektivisering af nye biler med forbrændingsmotorer baseret på EU-krav til bilproducenter.
Produktionserhverv		
Øget energieffektivisering.	Effektivisering på 0,15 pct. pr. år i perioden 2018-2030.	I energiaftalen afsættes en tilskudspulje i perioden 2021-2024. Effektiviteten af udmøntningen af denne pulje antages at stige sammenlignet med forholdet mellem de seneste års realiserede energibesparelser og tilskud hertil. Den forudsatte effektivisering svarer til ca. halvdelen af tidligere realiseret effektivisering inden for produktionserhverv.
Øget elektrificering af intern transport.	10 pct. af intern transport er elektrisk i 2030.	Den øgede elektrificering inden for transport generelt antages også at medføre teknologi- og prisforbedringer for køretøjer anvendt til intern transport, herunder eksempelvis gaffeltrucks, lagertransport og andre entreprenørmaskiner, hvilket driver en vis elektrificering.
Husholdninger og serviceerhverv		
Øget omstilling i husholdningernes opvarmning.	I tillæg til basisfremskrivningen (BF18) sker en øget omstilling til varmepumper, således at der i 2030 yderligere er omstillet: <ul style="list-style-type: none"> • 20 pct. af tilbageværende oliefyr i BF18 • 10 pct. af tilbageværende træpillefyr i BF18 • 5 pct. af tilbageværende elvarme i BF18 	I energiaftalen aftales en nedsættelse af den eksisterende elvarmeafgift. Udviklingen i husholdningernes skift til varmepumper er baseret på en vurdering af konsekvenserne af denne nedsættelse.
Lavere forbrug af brænde i brændeovne.	10 pct. lavere brændeforbrug i 2030 end i basisfremskrivningen.	I regeringens klima- og luftudspil foreslås en skrottningsordning for gamle brændeovne, hvilken antages at lede til et lavere forbrug til brændeovne.
Energieffektivisering.	Effektivisering på 0,42 pct. pr. år i alt i perioden 2018-2030	Basisfremskrivningen antager et fald i det endelige energiforbrug til husholdninger og service på ca. 0,44 pct. pr. år frem mod 2030. De seneste års statistik for især nettovarmeforbrug viser en stigning i husholdningernes energiforbrug, hvorfor basisfremskrivningens antagelser kan vise sig svære at realisere uden yderligere tiltag. I energiaftalen afsættes en tilskudspulje i perioden 2021-2024 på 200 mio. kr. Med udgangspunkt i denne pulje og en forventning til effektiviteten af udmøntningen heraf, antages en effektivisering på 0,42 pct. pr. år fra 2018-2030.

Biogas

Produktion af biogas	I tillæg til basisfremskrivningen antages yderligere biogasproduktion på 2 PJ i 2030.	I energiaftalen er der afsat en pulje til fortsat udbygning med biogas. Dette antages at føre til en forøgelse af produktionen på 2 PJ i 2030 i forhold til basisfremskrivningen.
----------------------	---	---

Tabel 1 Analysens antagelser om øget omstilling og effektivisering i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen, hvor disse afviger fra Energistyrelsens *Basisfremskrivning 2018*

Kilde: Ea Energianalyse og Klimarådet.

Analysen anvender en sandsynlig men ikke nødvendigvis optimal udvikling

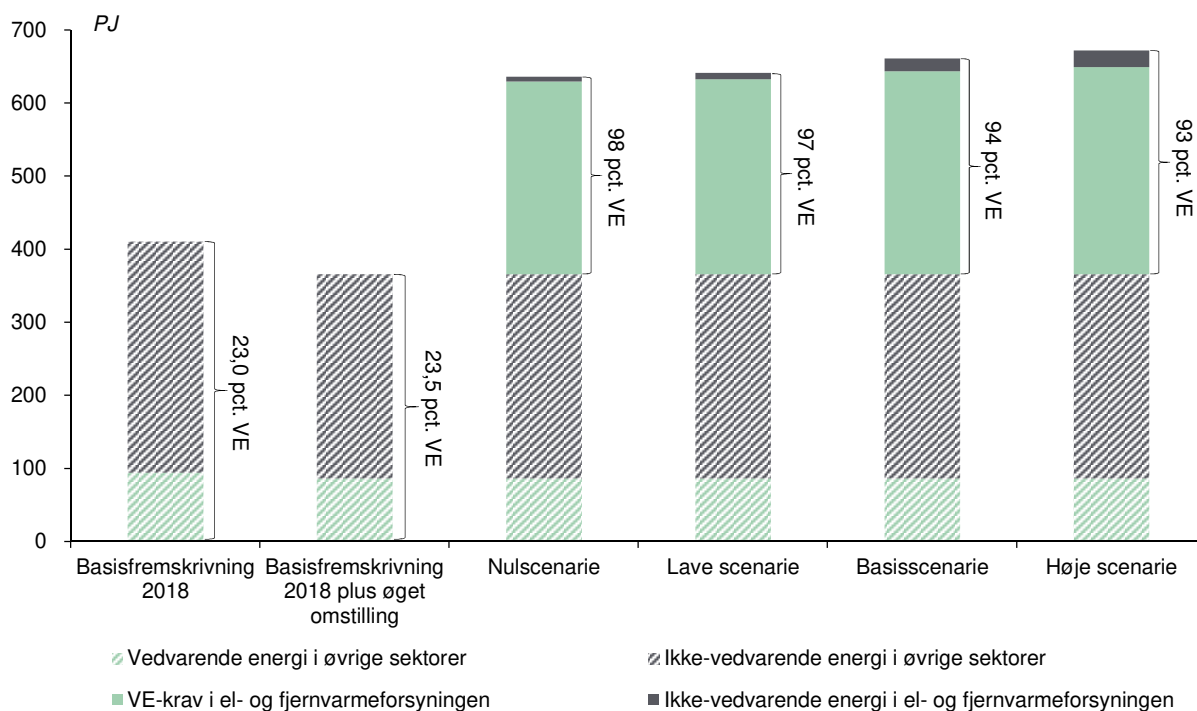
Metodevalget med at anvende samme udvikling i energiforbruget og omstilling til vedvarende energi i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen i alle fire scenarier indebærer, at den ekstra udbygning med vedvarende energi, der med flere datacentre er nødvendig for at opfylde 55 pct.-målsætningen, skal ske i el- og fjernvarmeforsyningen. Det betyder, at opfyldelsen af målsætningen potentielt vil kunne foregå mere omkostningseffektivt, end analysen viser. Dette vil være tilfældet, hvis energibesparelser eller omstilling til vedvarende energi i transportsektoren, husholdninger og service- og produktionserhverv, ud over de i analysen allerede inkluderede tiltag, viser sig billigere end udbygning med vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen.

Det skal dog understreges, at denne analyse allerede inkluderer mange og relativt dyre tiltag uden for el- og fjernvarmeforsyningen – blandt andet som bidrag til forpligtigelsen i ikke-kvotesektoren – hvorfor det ikke er urealistisk at antage, at de billigste yderligere tiltag skal findes i el- og fjernvarmeforsyningen.

Omstillingen i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen bidrager med en mindre stigning i andelen af vedvarende energi

I basisfremskrivningen udgør andelen af vedvarende energi i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen 23 pct. i 2030, når der ses bort fra el- og fjernvarmeforbruget. Gennem den øgede omstilling, som fremgår af tabel 1, hæves denne andel til 23,5 pct. Den forudsatte udvikling i disse sektorer er som nævnt ens for alle analysens scenarier. At stigningen ikke er større skyldes blandt andet, at tiltag som energieffektivisering i produktionserhverv og husholdninger og elektrificering af dele af transporten kun har beskeden effekt på den direkte andel af vedvarende energi, men derimod bidrager betydeligt til reduktion af energiforbruget. Det skyldes blandt andet, at energieffektivisering reducerer brugen af fossil såvel som vedvarende energi, og at fx elbiler er meget energieffektive i forhold til konventionelle benzin- og dieslbiler. Generelt har energieffektive teknologier som elbiler mindre indvirkning på andelen af vedvarende energi end mere ineffektive teknologier baseret på vedvarende som fx anvendelse af biobrændstoffer i forbrændingsmotorer.

Figur 3 viser energiforbruget fordelt på vedvarende og ikke-vedvarende energikilder i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen i henholdsvis basisfremskrivningen og i analysens scenarier, samt det deraf følgende krav til mængden af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen for at 55 pct.-målsætningen kan nås.



Figur 3 Udvidet endelige energiforbrug i 2030 fordelt på fossile og vedvarende energikilder henholdsvis i og uden for el- og fjernvarmeforsyningen

Anm. 1: Øvrige sektorer udgøres af sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen, dvs. transporten, husholdninger og service- og produktionserhverv. El- og fjernvarmeforbrug i disse sektorer indgår ikke i denne kategori i figuren, da energiforbruget til produktion heraf indgår i el- og fjernvarmeforsyningen.

Anm. 2: VE-krav i el- og fjernvarmeforsyningen angiver mængden af vedvarende energi, som er nødvendig i hvert scenarie for at 55 pct.-målsætningen nås.

Anm. 3: Elimport tælles som ikke-vedvarende energi jf. EU's metode til opgørelse af andelen af vedvarende energi i energiforbruget.

Kilde: Ea Energianalyse.

Af figur 3's to første søjler fremgår det, at energiforbruget i sektorerne uden for el- og fjernvarmeforsyningen reduceres som følge af den øgede omstilling sammenlignet med basisfremskrivningen, men at andelen af vedvarende energi som nævnt ikke stiger meget. Det tilbageværende fossile energiforbrug i disse sektorer består primært af transportsektorens benzin- og dieselforbrug (70 pct.). Derudover bidrager produktionserhvervets forbrug af diesel og naturgas samt husholdningernes naturgasforbrug.

Af figur 3 fremgår det også, at det øgede elforbrug fra store datacentre indebærer et større krav til produktion af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen for at nå 55 pct.-målsætningen, men at også andelen af ikke-vedvarende energi i disse sektorer kan stige. Sidstnævnte forhold skyldes, at elforbruget i scenarier med flere store datacentre udgør en større andel af Danmarks samlede energiforbrug. Et kraftigt stigende elforbrug har derfor den effekt, at enten behøver tilbageværende fossil elproduktion ikke at blive reduceret i samme omfang for at nå 55 pct.-målsætningen, eller også kan nettoimporten af el, der ifølge EU's regler ikke regnes som vedvarende, øges. I alle scenarierne opfyldes målsætningen ved andele af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen på over 92 pct.

Selvom elforbruget til store datacentre i scenarierne udgør en stor andel af Danmarks elforbrug frem mod 2030, fremstår forskellen i kravet til den øgede mængde vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen ikke markant. Dette skyldes, at Danmarks elforbrug udgør en forholdsvis lille andel af Danmarks samlede energiforbrug. I 2017 udgjorde elforbruget således 18 pct. af Danmarks endelige energiforbrug, mens transporten udgjorde 35 pct. og industrien 20 pct. som de vigtigste andre poster.⁸

1.4 El- og fjernvarmeforsyningen

I analysens scenarier optimeres el- og fjernvarmeforsyningens bidrag til andelen af vedvarende energi gennem modelkørsler i energisystemmodellen Balmorel. Modelkørslerne giver for hvert af de fire scenarier et realistisk bud på sammensætningen af den vedvarende energi, der skal introduceres i el- og fjernvarmeforsyningen for at nå 55 pct. vedvarende energi under den forudsætning, at udviklingen i energiforbrug og andele af vedvarende energi i transportsektoren, husholdninger og service- og produktionserhverv følger basisfremskrivningen og analysens anvendte antagelser om øget omstilling.

Balmorel

Balmorel er en open source-model, der simulerer og optimerer el- og fjernvarmeforsyningen med henblik på minimering af de samlede omkostninger for at levere el og fjernvarme. Modellen dækker kun el- og fjernvarmesektoren og behandler således ikke øvrige sektorer som transport og individuel opvarmning, udover deres bidrag til elforbruget. I denne analyse modelleres el- og fjernvarmeforsyningen for hvert andet år i perioden frem til 2030.

Danmark er tæt forbundet med vore nabolandes energisystemer via transmissionsforbindelser til udlandet, og udviklingen i nabolandene er derfor afgørende for det danske energisystem, herunder i særdeleshed de danske elpriser. I Balmorel modelleres derfor også energiproduktion og -transmission i de fleste øvrige europæiske lande.

Input til modellen omfatter blandt andet el- og fjernvarmebehov, eksisterende og planlagte produktionsanlæg, transmissions- og lagerkapaciteter, brændselspriser, CO₂-kvotepriser og teknologiforudsætninger. På baggrund af disse input drifter modellen el- og fjernvarmesystemet billigst muligt og investerer i ny produktions- eller lagerkapacitet, hvis et eller flere af følgende forhold gør sig gældende:

- Hvis det er økonomisk attraktivt at investere i ny produktions- eller lagerkapacitet og anvende denne i stedet for eksisterende anlæg.
- Hvis ny produktions- eller lagerkapacitet er nødvendig for at imødekomme el- eller fjernvarmebehovet. Denne situation kan blandt andet forekomme, hvis eksisterende produktionsanlæg tages ud af drift som følge af endt teknisk levetid, eller hvis stigende el- eller fjernvarmebehov er antaget.
- Hvis specificerede krav medfører behov for særlig, ny produktions- eller lagerkapacitet. Et eksempel herpå er et eksogent minimumskrav til andelen af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen, der kan tvinge modellen til at investere i ny kapacitet baseret på vedvarende energi. I denne analyse sikres det, at en andel af vedvarende energi på 55 pct. nås i 2030 ved at indføre et lineært stigende krav til andelen af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen frem mod 2030. Ved at indføre et lineært stigende krav undgås, at omstillingen til vedvarende energi i modellen udskydes til 2030, men i stedet foretages løbende frem mod 2030. Det eksogene krav til andelen af vedvarende energi

⁸ Energistyrelsen, *Energistatistik 2017*, 2018

kan opfattes som et teknologineutralt tilskud til al vedvarende energi, der nøjagtigt er stort nok til, at modellen investerer i vedvarende energi, indtil kravet er mødt.

I modellen beregnes simultant, hvilke teknologier det under de valgte forudsætninger og eksogene krav bedst kan betale sig at investere i.

Modellen beregner rentabiliteten af investeringer i produktions- og lagerkapacitet under en forudsætning om, at de aktuelle priser på inputs og outputs i investeringsåret vil være gældende i hele investeringens levetid. Dette kan resultere i, at modellen foretager investeringer for tidligt eller for sent afhængigt af, hvordan de økonomiske forhold udvikler sig i årene efter investeringen. Når resultaterne fra modelkørslerne fortolkes, er det derfor vigtigt at forholde sig kritisk til, hvorvidt investeringerne er økonomisk attraktive også under hensyntagen til den forventede udvikling i priser for brændsler, el, CO₂-kvoter mv. i årene efter investeringen.

Forudsætninger for internationale markeder og priser

Danmark er en del af et internationalt elmarked, og omkostninger og gevinster ved at drive det danske energisystem samt investere i ny produktions- og lagerkapacitet afhænger i høj grad af internationale priser for teknologier, brændsler og CO₂-kvoter samt udviklingen i energiforbrug og -produktion i de omkringliggende lande.

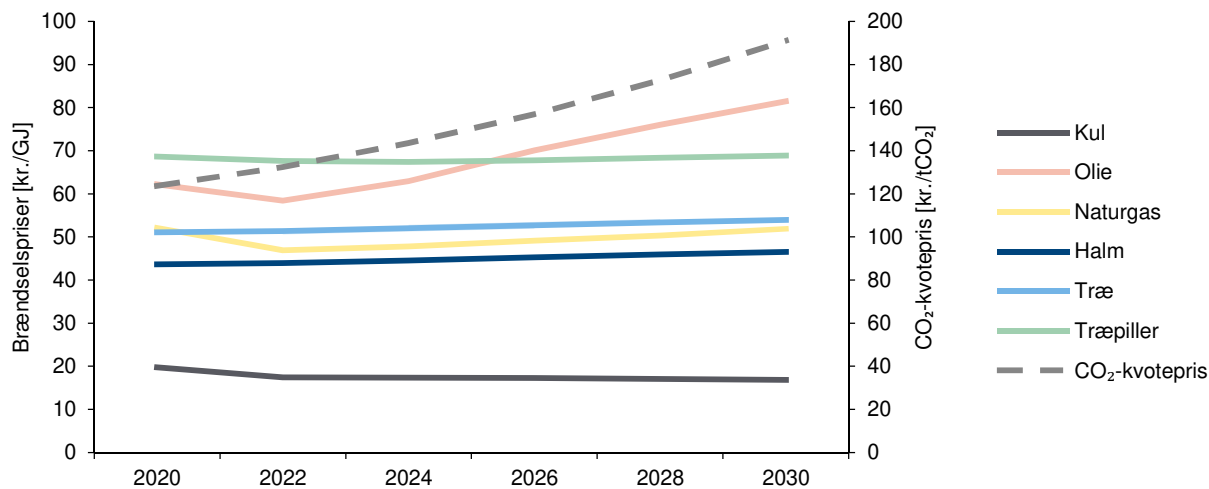
Analysen forudsætter en løbende omstilling til vedvarende energi i elsystemet i de øvrige europæiske lande, der som minimum svarer til udbygningen i ENTSO-E's scenarie *Sustainable Transition* og som baseres på vurderinger af de enkelte landes politik, eksisterende kapaciteter og den generelle udvikling i priser for vedvarende energi. Modelresultaterne fra analysen indikerer, at udbygningen med vedvarende energi generelt overstiger Sustainable Transition-scenariet blandt andet som følge af, at landvind og solceller efter 2020 kan opsættes på markedsvilkår uden behov for støtte i flere europæiske lande. I landene, der er medtaget i modellen, produceres samlet set ca. 60 pct. af strømmen fra vedvarende energikilder i 2030.⁹

I modelberegningerne er inkluderet eksisterende samt forventede udlandsforbindelser i perioden frem til 2030. Med en forventet idriftsættelse af Viking Link fra Danmark til England i 2023 opnås en samlet transmissionskapacitet for import og eksport mellem Danmark og vore nabolande på lidt over 10.000 MW fra 2023 og frem til 2030.

Brændselspriserne anvendt i analysen følger forwardpriser på kort sigt, hvorefter der anvendes et konvergensforløb mellem forwardpriser og brændselspriser fra det Det Internationale Energiagenturs (IEA) *Sustainable Development* scenarie.¹⁰ I konvergensforløbet vægtes IEA's brændselspriser gradvist højere indtil 2030, hvor priserne er lig *Sustainable Development*. De anvendte brændselspriser og CO₂-kvotepriser er vist i figur 4.

⁹ I modelkørslerne indgår ud over Danmark også Norge, Sverige, Finland, Estland, Letland, Litauen, Tyskland, Polen Tjekkiet, Holland, Luxembourg, Belgien, Storbritannien, Schweiz, Østrig, Italien og Frankrig.

¹⁰ I *World Energy Outlook* opererer IEA med scenariet *Sustainable Development*, der er konsistent med en udvikling, hvori koncentrationen af drivhusgasser i atmosfæren holdes på et tilstrækkeligt lavt niveau til, at den globale temperaturstigning holdes under 2 °C over præindustrielle niveauer. Scenariet er udformet med henblik på at opfylde en række målsætninger under FN's 17 verdensmål, herunder stabilisering af klimaet, renere luft og universel adgang til energi. Som en konsekvens af, at scenariet foruden at fokusere på klima også sigter efter forbedring af luftkvalitet gennem minimering af udledning af sundhedsskadelige gasser og partikler, sker en hurtigere omstilling til brændselsfrie teknologier end i IEA's tidligere scenarie *450 ppm scenario*, hvori der eksempelvis anvendtes mere biomasse.



Figur 4 Brændsels- og CO₂-kvotepriser frem mod 2030

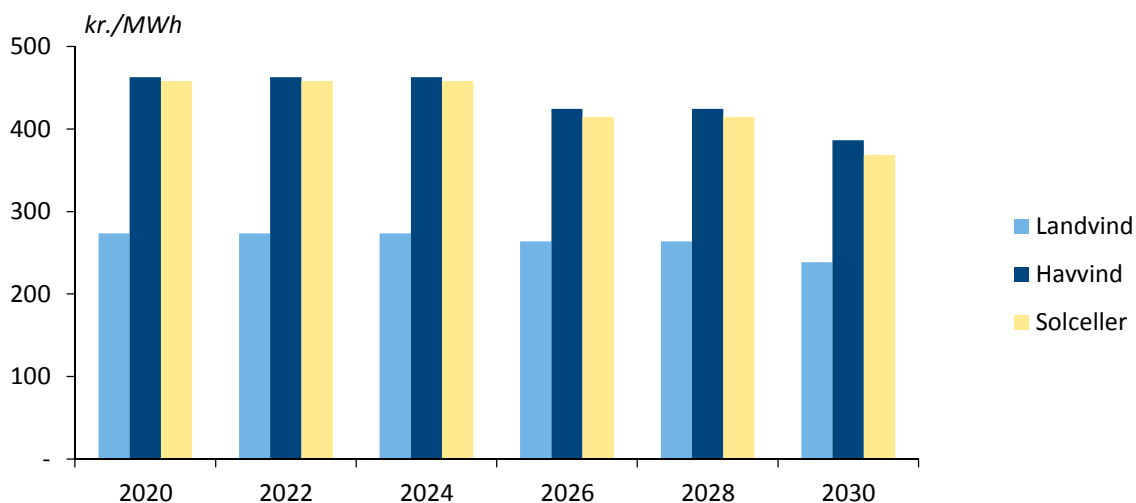
Anm: Brændselspriser er vist an centralt kraftværk. Brændselspriser er vist på den venstre akse og CO₂-kvoteprisen på den højre.

Kilde: Ea Energianalyse.

Den anvendte CO₂-kvotepris følger Energistyrelsens seneste beregningsforudsætninger, som udkom i oktober 2018.¹¹ CO₂-kvoteprisen antages her at stige relativt lineært fra omkring 120 kr. i 2020 til 190 kr. i 2030.

De anvendte teknologipriser følger overordnet set Energistyrelsens og Energinets seneste teknologikatalog, men er i enkelte tilfælde justeret af Ea Energianalyse. Det gælder fx med hensyn til omkostninger til landjord til opstilling af landvind. I figur 5 er angivet de anvendte omkostninger for landvind, havvind og solceller. Omkostningerne er angivet pr. produceret enhed energi som gennemsnit over den tekniske levetid, hvilket også kaldes *levelized cost of energy* (LCOE). I modelkørslerne antages en 5 pct. WACC og en 20 års afskrivningsperiode. Prisen for vedvarende energi er faldet betydeligt især i de seneste år, og fremskrivninger af omkostninger til udbygning med vedvarende energi frem mod 2030 er behæftet med stor usikkerhed. De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med store datacentres etablering i Danmark, som denne analyse undersøger, afhænger i høj grad af prisudviklingen inden for vedvarende energiteknologier. Falder prisen for disse teknologier hurtigere end antaget, vil omkostningerne blive mindre, end hvad analysen finder, eller ligefrem negative. Tilsvarende vil omkostningerne blive større, hvis den forudsatte prisreduktion for de enkelte teknologier ikke kan realiseres i perioden frem mod 2030. Den samlede omkostning ved store datacentres etablering i Danmark afhænger foruden af prisen for vedvarende energi i høj grad også af de forventede brændsels- og CO₂-kvotepriser.

¹¹ Energistyrelsen, *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner*, 2018.



Figur 5 LCOE for landvind, havvind og solceller

Kilde: Ea Energianalyse

Forudsætninger for nationale rammevilkår

Optimeringen af el- og fjernvarmeforsyningen og investeringer i ny produktionskapacitet foretages i analysens scenarier ud fra selskabsøkonomiske vilkår. Dette er valgt for at forudsætningerne i modelkørslerne i så høj grad som muligt afspejler de faktiske økonomiske investeringsbeslutninger, som aktørerne på el- og fjernvarmemarkedet i Danmark må forventes at stå over for frem mod 2030. De anvendte rammevilkår er delvist baseret på gældende regler, afgifter og tilskud, men er justeret i modelkørslerne, dels på baggrund af en tolkning af de overordnede politiske signaler og prioriteringer i energiaftalen, og dels af beregnings- og modeltekniske årsager. Dette er valgt for at simulere en udvikling i el- og fjernvarmeforsyningen, der vurderes som sandsynlig, og som kan give et realistisk billede af de effekter og omkostninger, som store datacenters elforbrug vil indebære.

I scenarierne har modellen mulighed for at investere i udnyttelse af en delmængde af den overskudsvarme, som store datacentre genererer, hvis dette er økonomisk fordelagtigt. COWI har vurderet mulighederne for afsætning af overskudsvarme til fjernvarmeområder ud fra deres varmeforbrug og afstand til potentielle placeringer for store datacentre. I denne analyse antages, at der i det høje scenarie kan afsættes overskudsvarme på maksimalt 200 MW til hver af de otte største af disse fjernvarmeområder.¹² De 200 MW varmeeffekt svarer ca. til den potentielle varmeproduktion fra ét stort datacenter. Størrelsen af potentialet for rentable overskudsvarmeprojekter afhænger naturligvis af antallet af store datacentre, og nedskales derfor forholdsmæssigt i basisscenariet og i det lave scenarie. Modelberegningerne tager derudover hensyn til rentabiliteten i udnyttelsen af overskudsvarme, der begrænses af varmeforbruget i området, sæsonvariation af varmeforbrug og øvrige varmeproducenter, herunder affaldsanlæg og anden overskudsvarme. I COWI's temaanalyse er det antaget, at overskudsvarmen ikke pålægges overskudsvarmeafgift. Denne dispensation eller fritagelse er ligeledes antaget i nærværende analyse.

Antagelsen svarer til de nuværende regler, hvor der som hovedregel ikke skal betales overskudsvarmeafgift, så længe overskudsvarmen gives væk vederlagsfrit, hvilket forventeligt vil være praksis for datacentre i Danmark. Antagelsen stemmer desuden overens med Klimarådets anbefaling om, at der ikke skal lægges over-

¹² Aarhus, Aalborg, TVIS, Odense, Esbjerg-Varde, Holstebro-Struer, Viborg, Aabenraa - Rødekro – Hjordkær.

skudsvarmeafgift på ægte overskudsvarme, som datacentrenes overskudsvarme i det i analysen anvendte omfang reelt er. Såfremt datacentrenes overskudsvarme pålægges afgift, kan udnyttelsen af varmen i et omfang tilsvarende det anvendte potentiale vise sig vanskeligt at realisere.

I modelkørslerne antages det som udgangspunkt, at der kan dispenseres fra kraftvarmekravet i alle fjernvarmeområder. I energiaftalen er dette besluttet for mindre fjernvarmeområder, mens beslutning om ophævelse af kravet i mellemstore og store fjernvarmeområder afventer dels erfaringer fra ophævelsen i de mindre områder og dels en række analyser af blandt andet elforsyningsikkerhed.

I energiaftalen indgår en nedsættelse af elvarmeafgiften. Argumentet herfor er blandt andet, at det vil øge udbredelsen af varmepumper både i private husholdninger og i fjernvarmeforsyningen og desuden øge tilskyndelsen til udnyttelse af overskudsvarme. Derudover ændres reglerne for fjernvarmeselskabernes mulighed for at indregne og udtrække overskud fra varmeproduktion ved varmepumper, hvilket tidligere kun har været muligt ved varmeproduktion fra industriel overskudsvarme, solvarme, geotermi, biogas og biomasse. Foruden dette er der for de mindre fjernvarmeområder også vedtaget krav om, at fjernvarmeværkerne i en midlertidig periode kun kan omstille til biomasse, hvis der kan påvises en besparelse på 1.500 kr. pr. år for varmekunderne i forhold til det næstbilligste alternativ.¹³ Dette krav kan også tolkes som et indirekte tilskud til varmepumper, der størrelsesmæssigt svarer omtrent til størrelsen af elvarmeafgiften.

I modelkørslerne er det valgt ikke at inkludere en elvarmeafgift fra 2021. Dette er valgt af modeltekniske årsager for at afspejle den politiske vilje og prioritering af blandt andet havvindmøller frem for biomasse, som det tolkes er indeholdt i energiaftalen. Resultatet af at fjerne elvarmeafgiften er blandt andet, at modellen i højere grad fravælger biomassebaseret kraftvarmeproduktion og i stedet udbygger med varmepumper og særligt havvind. Dette vurderes på baggrund af en tolkning af energiaftalen, som det mest sandsynlige.

I energiaftalen aftales en udfasning af kul fra den danske elproduktion inden 2030. Denne erklæring er medtaget i analysen, og scenarierne inkluderer således en tvungen udfasning af kul i elforsyningen senest i 2030 og medtager desuden Ørstedes udmelding om udfasning af kul allerede i 2023.

På baggrund af energiaftalen nedsættes en arbejdsgruppe, der skal undersøge mulighederne for, at tariffer kan opkræves mere omkostningsægte. I nærværende analyse antages, at distributions- og transmissionstariffer for varmepumper og elpatroner reduceres med ca. 50 pct., og at disse omlægges til en kapacitetstarif. En stor del af distributions- og transmissionstariffen kan i praksis henledes til faste omkostninger, hvorfor en omlægning til en kapacitetstarif bedre afspejler den faktiske omkostningsstruktur og samtidig i mindre grad forvrider driftsplanlægning. Tarifreduktionen for store elpatroner og varmepumper begrundes med en forudsat afbrydelighed, der begrænser nødvendige forstærkninger af nettet.

Forudsætninger for udbygning med vindmøller og solceller

Udbygningen med vedvarende energi afhænger foruden af markedsforhold også af en lang række tekniske, geografiske, planlægningsmæssige og politiske forhold og begrænsninger. I analysen antages derfor en række eksogene lofter for udbygningen af specifikke teknologier, som modeloptimeringen begrænses af. Da opsætning af produktionskapacitet ofte tager flere år, vil mange anlæg, der allerede i dag er besluttet eller under opførelse, med sikkerhed eller stor sandsynlighed komme i drift i løbet af de næste par år. I modelkørslerne inkluderes derfor en eksogen udbygning med allerede planlagte og forventede projekter for land- og havvindmøller, store solcelleanlæg opsat på landarealer samt mindre solcelleanlæg opsat på tage. Den eksogene udbygning følger i store træk Energistyrelsens *Analyseforudsætninger 2018* frem til 2021, hvorefter udbygningen følger modellens endogene optimering. Langt størstedelen af den eksogene udbygning relaterer sig til allerede planlagte havvindmølleparker, der forventes idriftsat de kommende år.

¹³ Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, *Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg*, 2018.

Af havvindmølleparker inkluderes Horns Rev 3, Kriegers Flak, de kystnære havvindmølleparker Vesterhav Nord og Syd samt et mindre antal forsøgsmøller. Ud over dette inkluderes, jf. energiaftalen, også én havvindmøllepark på 800 MW. I Energiaftalen 2018 er besluttet etablering af én havvindmøllepark på ca. 800 MW, og derudover vil aftaleparterne opføre yderligere to havvindmølleparker hver med en kapacitet på minimum 800 MW baseret på en antagelse om, at disse to parker kan etableres støttefrit. Energiforligskredsen besluttede i februar 2019, at den første af de tre parker, som nævnes i energiaftalen, skal udbygges i 2019. Havvindmølleparken, der skal hedde Thor, skal ligge i Nordsøen og udbygges med en kapacitet på 800-1.000 MW. Beslutningen om den første havvindmøllepark tolkes som endelig, hvorimod de to øvrige parker kan afhænge af, om de kan etableres uden behov for støtte, og derfor ikke tolkes som endeligt besluttet på samme måde. I analysen er derfor kun medtaget én havvindmøllepark fra energiaftalen eksogent. Modellen kan derudover ubegrænset investere i havvind, da der i modelkørslerne ikke antages et øvre loft for den samlede kapacitet af havvindmøller i Danmark inden 2030.

Den eksogene udbygning med landvind og solceller på landarealer baseres på Energistyrelsens *Analyseforudsætninger 2018* og inkluderer et estimat af udbygningen som følge af teknologineutrale udbud i 2018/2019 til og med 2021. Efter 2021 udbygges kun i det omfang, som modellen vælger.

Udbygningen med solcelleanlæg på tage følger *Analyseforudsætninger 2018* frem til 2030 (husstands anlæg og kommercielle anlæg). Disse medtages eksogent i scenarierne, da udbygningen heraf også i høj grad afhænger af andre incitamenter end elprisen. Det er fx forskellige former for nettoafregning eller opfyldelse af energiramme krav i bygningsreglementet. I stedet for at modellere disse incitamenter i modellen, er det valgt at styre udbygningen eksogent.

I scenarierne udbygges der fra 2021, foruden førnævnte udbygning med havvind og solceller på tage, kun på baggrund af modellens optimering. Denne endogene udbygning antages begrænset i et vist omfang for landvind og solceller på landarealer. I analysen er dette implementeret som et loft for den maksimale kapacitet af landvindmøller i 2030 og et loft for den maksimale kapacitet af solceller i perioden frem til 2030.

Loftet for antallet af landvindmøller følger af energiaftalens aftalte loft på 1.850 i 2030. Energistyrelsen antager i *Analyseforudsætninger 2018*, at en kapacitet på 5 GW i 2030 er realiserbar på baggrund af dette loft. Denne antagelse anvendes tilsvarende i modelkørslerne.

I analysen antages det, at der også for udbygningen med solcelleanlæg på landarealer eksisterer et loft for den samlede kapacitet, hvad enten dette loft fastsættes politisk eller af mere praktiske forhold som fx lokal modstand. I denne analyse er antaget et loft for markanlæg på 3,5 GW indtil 2030. Dette loft er højere end kapaciteten, der forventes i *Analyseforudsætninger 2018*, hvori solcelleanlæg på markarealer udgør ca. 2,2 GW i 2030, men samtidig betydeligt lavere end den forventede kapacitet i 2040, der er 6,2 GW.

1.5 Datacentres påvirkning af effekttilstrækkeligheden i Danmark

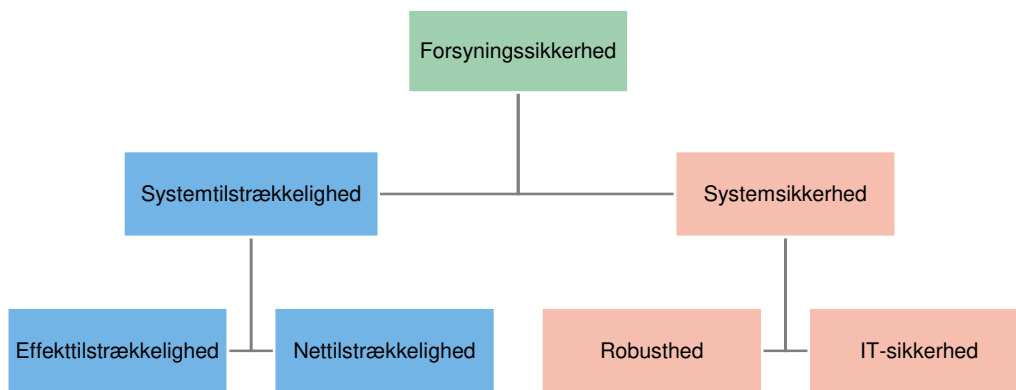
Elforbruget fra store datacentre vil udgøre en betydelig andel af Danmarks samlede elforbrug fremadrettet. Samtidig forventes det at være forholdsvist konstant over året og døgnet.¹⁴ Etableringen af flere store datacentre i Danmark vil påvirke forsyningssikkerheden i det danske elsystem både som følge af forøgelsen af effekttrækket og som følge af den øgede introduktion af vedvarende energi og reduktion i termisk produktionskapacitet, som er en konsekvens af målsætningen om 55 pct. vedvarende energi i energiforbruget i 2030.

¹⁴ COWI, *Temaanalyse om store datacentre*, 2018.

Analysen undersøger kun effektilstrækkelighed, som er et delement af forsyningssikkerheden

Elforsyningssikkerheden i elsystemet angiver hele systemets evne til at levere strøm uden afbrud. Afbrud kan skyldes mange forhold og kan være en konsekvens af kontrollerede afkoblinger af forbrugere såvel som pludseligt opståede fejl.

I figur 6 er vist en illustration af de delementer, der udgør Energinets definition af elforsyningssikkerhed. Et afgørende element i elforsyningssikkerheden er den såkaldte systemtilstrækkelighed, der angiver, om der er tilstrækkelig produktionskapacitet til at producere strøm svarende til efterspørgslen, og om elnettet kan transportere den efterspurgte el via transmissions- og distributionsnettet fra produktionsanlæggene til forbrugerne. Disse to forhold benævnes henholdsvis effektilstrækkelighed og nettilstrækkelighed, hvoraf førstnævnte er i fokus i denne analyse.



Figur 6 Definition af elforsyningssikkerhed

Kilde: Baseret på illustration af Energinet.

Klimarådet har med hjælp fra Ea Energianalyse analyseret påvirkningen af effektilstrækkeligheden ved forskellige størrelser elforbrug til datacentre. Formålet er at undersøge, hvorvidt der i opgørelsen af den samfundsøkonomiske regning ved, at datacentre etableres i Danmark, bør inkluderes omkostninger til yderligere foranstaltninger til at sikre en høj effektilstrækkelighed.

Foruden systemtilstrækkelighed er også systemsikkerheden afgørende for den samlede elforsyningssikkerhed. Energinet definerer som vist i figur 6 systemsikkerheden af elsystemet som systemets robusthed over for fejl og pludselige driftsforstyrrelser såvel som over for IT-hændelser som hackerangreb mv. Denne analyse har ikke fokus på systemsikkerheden.

SisyfosR-modellen og anvendte forudsætninger

Analysen af datacentrenes påvirkning af effektilstrækkeligheden i det danske elsystem er foretaget i modelværktøjet SisyfosR, som er udviklet af Energistyrelsen og Ea Energianalyse. SisyfosR-modellen simulerer udfald i produktionskapacitet og udlandsforbindelser og vurderer på den baggrund risikoen for effektmangel under hensyn til faktorer som elforbrugets størrelse og vind- og solproduktionen over alle årets timer.

Input til SisyfosR-modellen som timeserier og kapaciteter for produktionsenheder og udlandsforbindelser baseres på resultaterne fra Balmorel fra de fire scenarier. Med udgangspunkt heri vurderer SisyfosR sandsynligheden for effektmangel på baggrund af antagelser om specifikke udfaldssandsynligheder for kraftværker og udlandsforbindelser og på baggrund af en antagelse om, at elforbruget til store varmepumper er afbrydeligt. Øvrigt elforbrug antages at følge samme forbrugsprofil som i Balmorel og bidrager derfor ikke med yderligere fleksibilitet i forhold til at sikre forsyningssikkerheden.

I modellen antages et energy-only-marked, hvor der ikke gives kapacitetsbetaling. Det antages, at Energinet fortsat kontraherer manuelle reserver, men at kun en delmængde af denne bidrager til effekttilstrækkelighed, da en delmængde af reserverne også reserveres til at håndtere systemsikkerhed. I modellens simulering antages i alle scenarier, at der i alt er ca. 600 MW manuelle reserver til rådighed til at kunne bidrage til opretholdelse af effekttilstrækkelighed.

I modellens simuleringer anvendes følgende udfaldssandsynligheder:

- Termiske værker antages at have planlagte udfald 7 pct. og uplanlagte udfald 8 pct. af årets timer.
- Udlandsforbindelser antages at have uplanlagte udfald 11 pct. af årets timer.
- Tilgængelig kapacitet på modtryksanlæg begrænses i varme perioder.

I analysen anvendes effektminutter som målestok for effekttilstrækkeligheden. Antallet af effektminutter udtrykker et statistisk gennemsnit for, hvor mange minutter en gennemsnitlig forbruger risikerer ikke at blive forsynet med strøm i løbet af et år som følge af manglende produktions- og importkapacitet.

2 Resultater

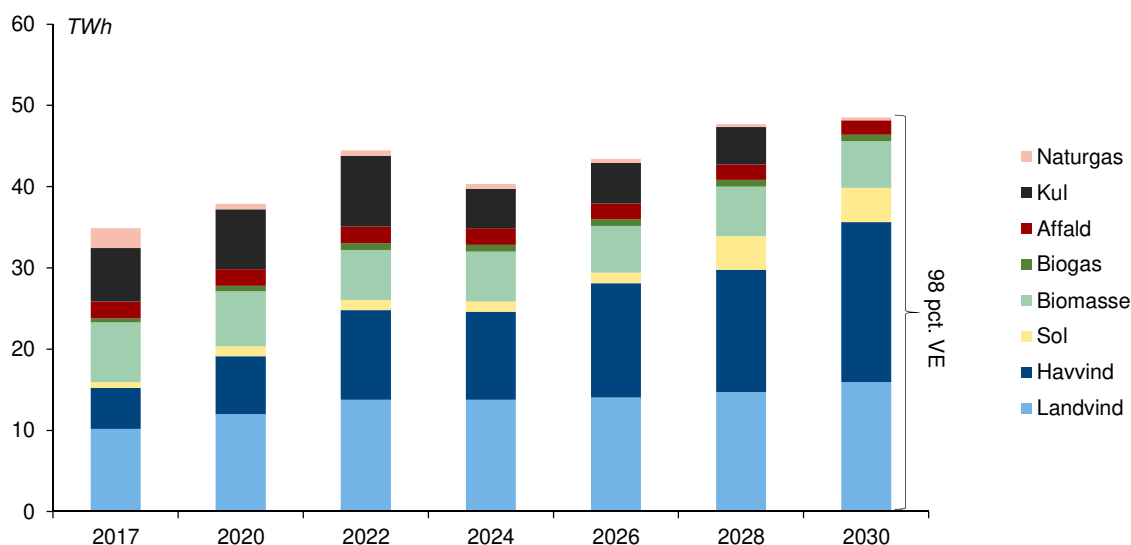
I dette kapitel præsenteres analysens centrale resultater. Kapitlet gennemgår først datacentres effekter på energisystemet og dernæst de relaterede samfundsøkonomiske omkostninger og indtægter.

2.1 Energisystemiske effekter ved store datacentre i Danmark

Datacentrenes store elforbrug påvirker det danske energisystem betydeligt, men umuliggør ikke en opfyldelse af 55 pct.-målsætningen for vedvarende energi i 2030. Analysens resultater viser, at selv i det høje scenarie kan målsætningen opfyldes gennem yderligere investeringer i vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen. Opfyldelsen kræver, at el- og fjernvarmeforsyningen i alle scenarier omstilles næsten fuldt ud til vedvarende energi. I 2030 udgøres den resterende fossile del af energiforbruget i disse sektorer af den fossile fraktion af affald til forbrænding samt en mindre mængde naturgas.

Datacentrenes elforbrug imødekommes i alle scenarierne især af havvind og øget elimport

I alle analysens scenarier sker frem mod 2030 en løbende udfasning af fossile energikilder i elproduktionen. I 2030 er 97-98 pct. af elproduktionen i Danmark baseret på vedvarende energikilder i alle fire scenarier. Figur 7 viser elproduktionen i Danmark i basisscenariet fordelt på energikilder.



Figur 7 Elproduktion i basisscenariet fordelt på energikilder

Anm. : I figuren er angivet andelen af elproduktionen, der er baseret på vedvarende energikilder (VE) i 2030.

Kilde: Ea Energianalyse.

I figuren ses, at elproduktionen i Danmark stiger betydeligt frem mod 2030. Dette er især et resultat af et stigende elforbrug i Danmark, som i 2030 i høj grad skal dækkes af indenlandsk elproduktion for at opfylde kravene til andelen af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen. Mængden af elimport er begrænset, idet elimport fra udlandet ikke regnes som vedvarende energi i Danmark ved EU's metode, også selvom en stigende delmængde af den importerede el er produceret ved vedvarende energikilder. På kort sigt bidrager konkurrencedygtig landvind og de allerede besluttede havmølleparker Horns Rev 3 og Kriegers Flak sammen med energiaftalens havvindmøllepark Thor væsentligt til stigningen i elproduktionen. Den forventede stigning i elforbruget er primært en følge af store datacentre, men også analysens forventninger til en generel elektrificering blandt andet i transporten og opvarmning af husholdninger bidrager hertil.

Analysen finder, at landvind i størstedelen af årene frem mod 2030 kan opstilles på markedsvilkår uden støtte, og opsætning af landvind er derfor billigere end at importere strømmen fra udlandet. Især efter 2026 er import af el fra udlandet begrænset af det lineært stigende krav til andelen af vedvarende energi i el- og fjernvarmeforsyningen, som anvendes i analysen. Som det fremgår af figur 3 i afsnit 1.3 resulterer stigende elforbrug fra store datacentre i, at en større procentdel af el- og fjernvarmeforsyningen kan være baseret på fossile energikilder. I scenarier med flere datacentre begrænses muligheden for elimport derfor i mindre grad end i scenarierne med få eller ingen store datacentre.

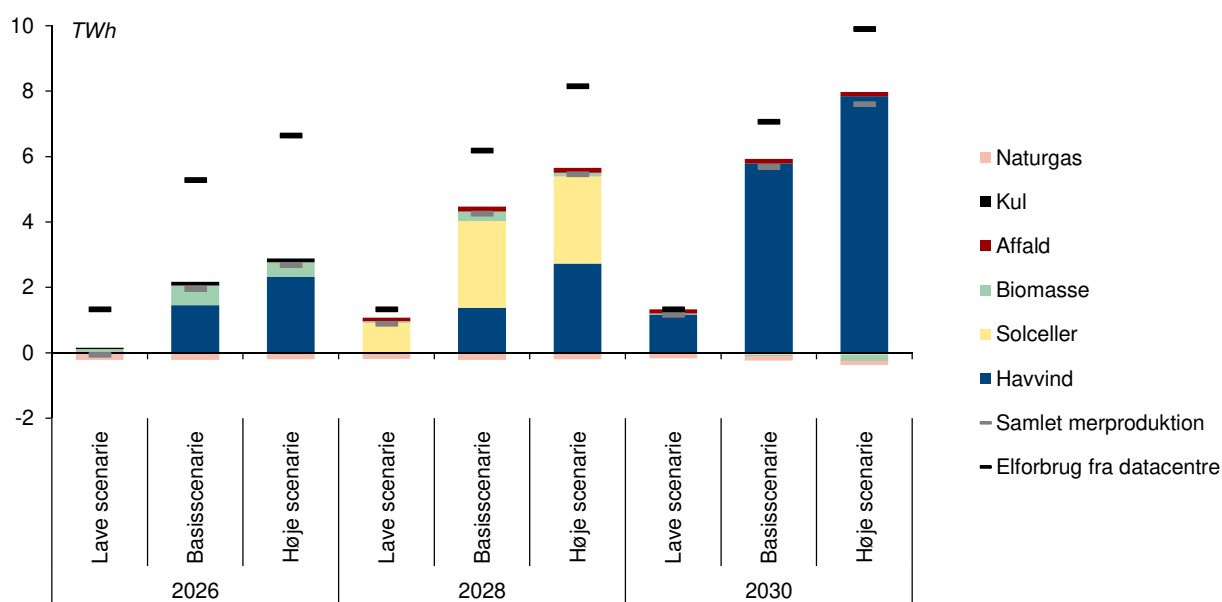
Årsagen til den øgede elproduktion i 2022 i figur 7 er især den i modellen forudsatte idriftsættelse af de kystnære havvindmølleparker Vesterhav Nord og Syd i 2021¹⁵ og havvindmølleparken Kriegers Flak i 2022. I perioden omkring 2022 øges elproduktionen fra havvind således betydeligt, hvilket i alle scenarierne resulterer i en betydelig nettoeksport af el fra Danmark til udlandet. Efter 2023 begrænser Ørstedes udmelding om

¹⁵ På baggrund af en afgørelse fra Energiklagenævnet vedr. vurdering af virkninger på miljøet for Vesterhav Syd, forventes idriftsættelsen af Vesterhav Nord og Syd at blive udskudt til efter 2021. Vattenfall har anmodet Energistyrelsen om at forlænge fristen for idriftsættelse af parkerne til 2023. Afgørelsen er truffet efter denne analyses modelkørsler, og havvindmølleparkerne forudsættes i modellen derfor idriftsat tidligere end Vattenfalls seneste vurdering.

udfasning af kul på selskabets kraftvarmeværker elproduktionen fra kulfyrede værker. I 2030 er al kulbaseret elproduktion udfaset i overensstemmelse med energiaftalens aftale herom.

I figur 8 er vist forskellen i elproduktion i 2026, 2028 og 2030 i de tre scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet. Som figuren viser, sker i 2026 til 2028 en øget elproduktion overvejende fra havvind, sol og biomasse som følge af etableringen af store datacentre i Danmark. Loftet for landvindmøller nås allerede i nulscenariet i 2022, og antallet af datacentre ændrer derfor ikke på elproduktionen fra landvindmøller.

I 2030 dækkes datacentrenes øgede elforbrug i alle scenarier altovervejende af havvind. Det skyldes især modelantagelsen om udbygningsloftet for solceller, som nås i 2030 allerede i nulscenariet. Givet antagelserne om begrænsninger i kapaciteten af landvindmøller og solceller kan disse teknologier altså ikke bidrage med ekstra vedvarende energi i 2030, hvis elforbruget fra datacentre øges, og dermed er der overvejende kun havvind og biomasse tilbage. Her finder modellen, at havvind samlet set er billigst.



Figur 8 Forskel i elproduktion i scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet i 2026, 2028 og 2030

Anm. 1: Figuren viser forskellen i elproduktion i Danmark fordelt på energikilder. Den samlede merproduktion er i hvert af scenarierne mindre end det introducerede elforbrug til datacentre. Det resterende elforbrug mødes gennem øget elimport fra udlandet i forhold til i nulscenariet.

Anm. 2: Kun årene 2026 til 2030 er medtaget, da der før 2026 ikke er nævneværdig forskel i elproduktionen mellem scenarierne.

Kilde: Ea Energianalyse.

I figur 8 ses også, at den samlede merproduktion af elektricitet pr. år i alle tre scenarier er mindre end elforbruget fra datacentre. Det skyldes, at datacentrenes forbrug af el også dækkes af øget import fra udlandet i forhold til i nulscenariet. Et højt elforbrug fra datacentre resulterer således i, at Danmark i højere grad bliver afhængig af elimport.

Fra 2020 til 2030 øges kapaciteten af havvind, landvind og solceller fra ca. 7,5 GW til mellem 12,5 og 14,3 GW, afhængigt af scenarie. Udbygningen med disse teknologier bidrager til en reduktion af den termiske, regulerbare kraftværkskapacitet fra 6 GW i 2020 til mellem 2,6 og 2,7 GW, afhængigt af scenarie. Den laveste termiske kapacitet findes i scenarierne med mange datacentre, da kravet til mængden af vedvarende energi

her er størst, og den øgede produktion fra havvind, landvind og solceller derfor presser mere af den termiske kapacitet ud.

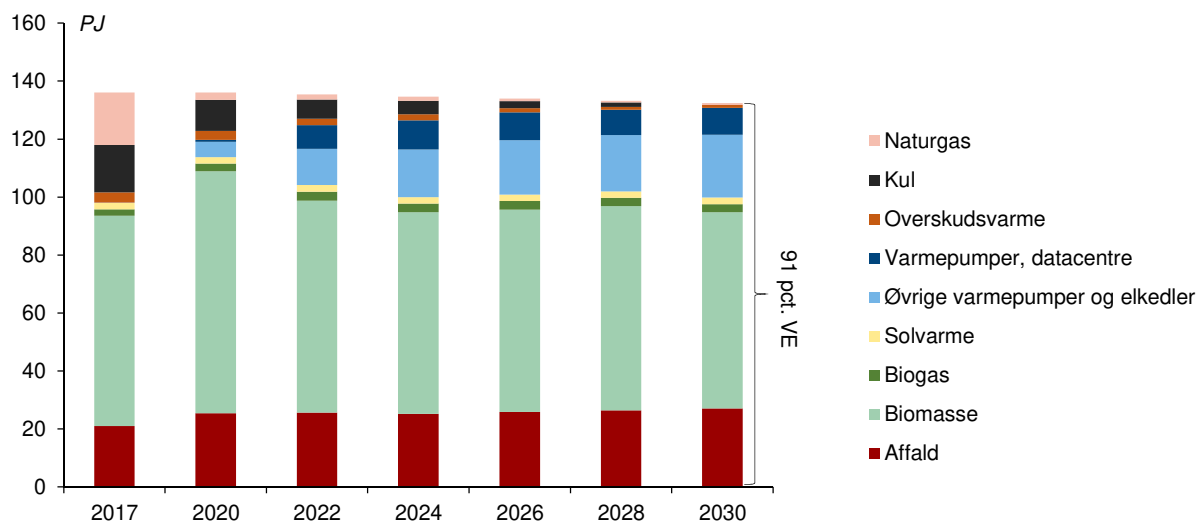
Frem mod 2030 bliver Danmark afhængig af import i flere af årets timer i forhold til i dag. Denne udvikling gælder uanset udviklingen i antallet af datacentre i Danmark, men er størst i scenarier med flere datacentre, da reduktionen i den termiske kapacitet i kombination med det større elforbrug her fører til en større forskydning i kapacitetsbalancen.

Af figur 8 fremgår det også, at merproduktionen af el fra vedvarende energikilder i 2030 i alle scenarierne overstiger 55 pct. af datacentrenes elforbrug. Dette skyldes, at udnyttelsen af overskudsvarmen fra datacentre som nævnt bevirker, at andelen af vedvarende energi i fjernvarmeforsyningen reduceres, da overskudsvarmen i modelkørslerne erstatter varmeproduktion fra varmepumper, der anvender omgivelsesvarme. For at kompensere for dette tab af vedvarende energi i fjernvarmeproduktionen, vælger modellen at udbygge med mere vedvarende energi i elsektoren.

I alle fire scenarier udbygges med solceller, indtil det forudsatte loft for markbaserede anlæg på 3,5 GW nås. Det sker i 2030 i nulscenariet og det lave scenarie, men allerede i 2028 i basisscenariet og det høje scenarie. Samlet set fremrykkes en del af udbygningen i de tre scenarier med datacentre i forhold til nulscenariet. Da prisen for solcelleanlæg antages at falde løbende frem mod 2030, øger denne fremrykning forskellen i omkostninger ved udbygningen med vedvarende energi mellem scenarierne. Fremrykningen er overvejende et resultat af beregningsforudsætninger og -metode, men illustrerer også en situation, hvor det stigende elforbrug fra datacentre frem mod 2030 løbende imødekommes ved hurtigere udbygning med solceller.

Overskudsvarmen fra datacentre erstatter omgivelsesvarme

I alle analysens scenarier udgør affald og biomasse de primære energikilder i fjernvarmeproduktionen frem mod 2030. Figur 9 viser fjernvarmeproduktionen i basisscenariet fordelt på energikilder.



Figur 9 Fjernvarmeproduktion i basisscenariet fordelt på energikilder

Anm. 1: Kategorierne *Varmepumper, datacentre* og *Øvrige varmepumper og elkedler* inkluderer elforbrug til drift af varmepumperne samt energiindholdet i varmekilden, der enten udgøres af overskudsvarme fra datacentre eller omgivelsesvarme. Kategorierne *Overskudsvarme* omfatter industriel overskudsvarme, der ikke kommer fra datacentre.

Anm. 2: I figuren er angivet andelen af fjernvarmeproduktionen, der er baseret på vedvarende energikilder (VE) i 2030.

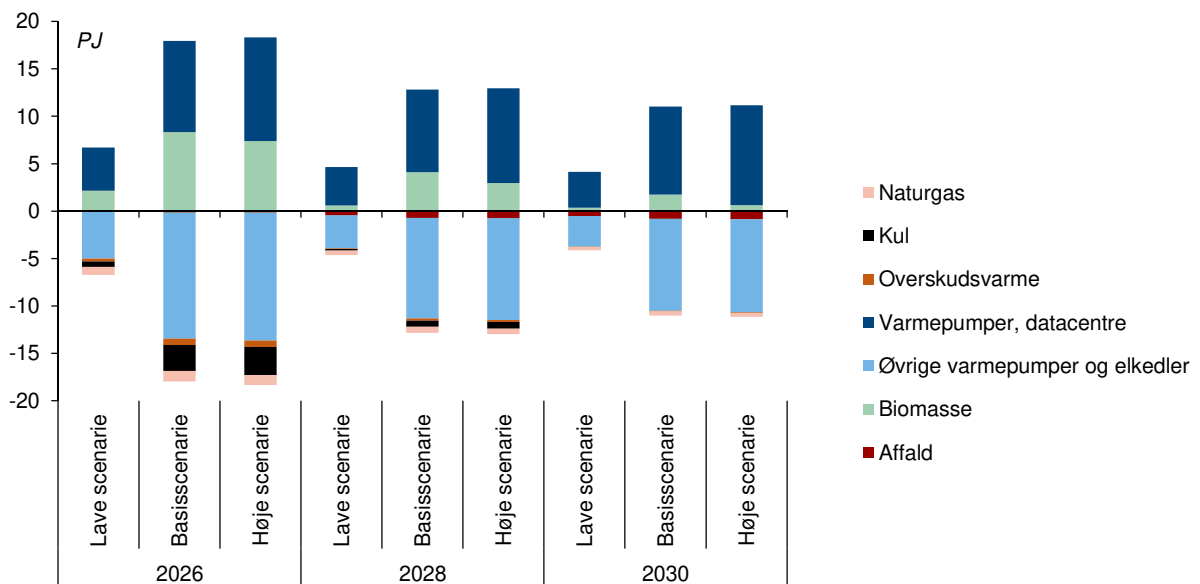
Kilde: Ea Energianalyse.

Den danske fjernvarmeproduktion er i dag i høj grad baseret på biomasse. Et stort antal af de danske kraftvarme- og varmegværker er allerede omstillet til fyring med biomasse eller i gang med omlægningen, og disse værker vil frem mod 2030 til en vis grad være fastlåst i anvendelsen af biomasse.

Forbruget af kul og naturgas reduceres hurtigt i alle scenarierne som følge af en hurtig introduktion af store varmepumper i fjernvarmeforsyningen, der blandt andet er et resultat af analysens antagelse om en fjernelse af elvarmeafgiften som beskrevet i afsnit 1.4. Resultatet af at fjerne elvarmeafgiften er blandt andet, at modellen i højere grad fravælger biomassebaseret kraftvarmeproduktion og i stedet udbygger med varmepumper og særligt havvind. Antagelsen bevirker dog også, at der i scenarierne kun i mindre grad investeres i solvarme, og at udbygningen heraf derfor kan være undervurderet.

Modelresultaterne viser, at udnyttelsen af overskudsvarmen fra datacentre kan være rentabel i flere fjernvarmeområder. I alle analysens scenarier anvendes størstedelen af det potentiale for overskudsvarme fra store datacentre, som stilles til rådighed for modellen. Udnyttelsen af overskudsvarmen sker via store varmepumper i fjernvarmen, hvormed temperaturen hæves til et niveau, der er anvendeligt i fjernvarmesystemerne. Rentabiliteten af og mulighederne for udnyttelsen af overskudsvarmen er i realiteten afhængig af mange faktorer, hvoraf alle ikke i fuld grad reflekteres i modellens vurdering af fjernvarmeverksamheders muligheder for investering i de tekniske anlæg, som er nødvendige for udnyttelsen af datacentrenes overskudsvarme. Dertil kommer afhængigt af lokaliteten muligheden for udnyttelse af andre potentielle varmekilder, der kan være mere rentable end omgivelsesvarme, og dermed også udfordre rentabiliteten i udnyttelse af overskudsvarme fra datacentre.

I figur 10 er vist forskellen i fjernvarmeproduktion i 2026-2030 i de tre scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet. Datacentrenes overskudsvarme erstatter i alle scenarier en omtrent tilsvarende varmeproduktion fra varmepumper baseret på omgivelsesvarme. I de tre scenarier med datacentre er kapaciteten af varmepumper således overvejende ens med nulscenariet, og det er dermed kun varmekilden, der ændres.



Figur 10 Forskel i fjernvarmeproduktion i scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet i 2026, 2028 og 2030

Anm.: Kategorierne *Varmepumper, datacentre* og *Øvrige varmepumper og elkedler* inkluderer elforbrug til drift af varmepumperne samt energiindholdet i varmekilden, der enten udgøres af overskudsvarme fra datacentre eller omgivelsesvarme.

Kilde: Ea Energianalyse.

Datacentrenes overskudsvarme udgør en bedre varmekilde til store varmepumper end omgivelsesvarme, da overskudsvarmen som oftest vil være af højere temperatur. I scenarier med datacentre bidrager overskudsvarmen derfor til en mere effektiv varmeforsyning med et mindre elforbrug til drift af varmepumper. Da overskudsvarme, modsat omgivelsesvarme, ikke defineres som vedvarende energi i henhold til EU's regler, betyder dette skift i varmekilde som nævnt, at andelen af vedvarende energi i fjernvarmeforsyningen reduceres i takt med at udnyttelsen af overskudsvarmen stiger.

I scenarier med flere datacentre stiger forbruget af biomasse i fjernvarmeforsyningen midlertidigt, især i 2026-2028. I basisscenariet ses også en mindre stigning i brugen af biomasse i 2030. Merforbruget er dog i sammenligning med Danmarks samlede biomasseforbrug i el- og fjernvarmeforsyningen begrænset.

Effekttilstrækkeligheden påvirkes kun lidt af store datacentre i Danmark

Datacentrenes påvirkning af Danmarks effekttilstrækkelighed kan analyseres på flere måder, og resultaterne afhænger i høj grad af de antagelser, der anvendes. De europæiske elsystemer er tæt forbundne, og placeringen af datacentre i lande omkring Danmark kan derfor også påvirke effekttilstrækkeligheden i Danmark. COWI vurderer, at særligt Danmark, Sverige og Irland er blandt de mest attraktive lande for virksomheder, der ønsker at opføre datacentre. På den baggrund antager denne analyse, at der i nulscenariet, det lave scenarie og basisscenariet vil komme datacentre til enten Danmark eller Sverige svarende til et elforbrug på i alt 7 TWh i 2030, mens der i det høje scenarie antages at være et elforbrug på 10 TWh fra store datacentre i Danmark i 2030. Det er vigtigt at indregne forholdene i omkringliggende lande som Sverige, da forholdene i disse lande kan have stor betydning for den danske effekttilstrækkelighed.

Givet analysens antagelser påvirkes antallet af effektminutter i det danske elsystem som angivet i tabel 2.

Effektminutter pr. år	Nulscenarie	Lave scenarie	Basisscenarie	Høje scenarie
Vestdanmark	2	2	3	3
Østdanmark	31	28	15	17
Energinets forventning til 2019, Østdanmark	2			

Tabel 2 Effektminutter i de fire scenarier i 2030

Anm: Danmarks elsystem er delt i to områder. De to områder er forbundet via Storebæltskablet, men har forskellige priser og forsyningsikkerhedsniveauer.

Kilde: Ea Energianalyse og Energinet.

Som det fremgår af tabellen, forværres effekttilstrækkeligheden minimalt i Vestdanmark i takt med, at flere datacentre kommer til Danmark. Den tilgængelige produktionskapacitet sammen med Vestdanmarks gode udlandsforbindelser forventes således overvejende at kunne håndtere det øgede elforbrug fra datacentre. Dette forhold er også en af forklaringerne på, hvorfor datacentre netop vælger at placere sig i Vestdanmark. At effekttilstrækkeligheden i Vestdanmark forværres en smule i scenarierne med flere datacentre skyldes blandt andet, at det øgede elforbrug i Danmark generelt stiller krav til øget udbygning med vedvarende energi, der i et vist omfang presser termisk regulérbar elkapacitet ud. Ændringen målt i effektminutter er dog så begrænset, at det er svært at argumentere for, at den bør give anledning til planlægning for øget reservekapacitet.

Tabel 2 viser også, at antallet af effektminutter i Østdanmark umiddelbart reduceres i takt med, at flere datacentre placeres i Danmark. Den forbedrede effekttilstrækkelighed i Østdanmark er dog i mindre grad et resultat af, at datacentre placeres i Danmark, men i højere grad et resultat af, at datacentre ikke placeres i Sverige. Østdanmark er tæt forbundet med Sverige via kablet over Øresund, og derfor påvirkes effekttilstrækkeligheden i Østdanmark i høj grad af elforbrug og -produktion på den anden side af sundet. Den øst-

danske effekttilstrækkelighed forbedres altså af, at datacentre kommer til Vestdanmark fremfor til Sverige. Dette skyldes, at effekttilstrækkeligheden i Sverige er bedre i scenarier med færre datacentre i Sverige.

I forhold til basisscenariet er antallet af effektminutter i Østdanmark dog højere i det høje scenarie. Elforbruget til store datacentre i Sverige er i disse to scenarier ens, og stigningen i antal effektminutter indikerer en mindre forværring af effekttilstrækkeligheden i takt med, at elforbruget til store datacentre i Danmark øges fra 7 til 10 TWh i 2030 – også selv om dette sker i Vestdanmark.

Udviklingen i antallet af effektminutter er meget afhængig af antagelsen om, at datacentre, der ikke kommer til Danmark, i stedet placeres i Sverige. Hvis antagelsen i stedet er, at datacentre placeres i fx Irland, hvis de ikke kommer til Vestdanmark, vil samme forbedring af effekttilstrækkeligheden i Østdanmark ikke ske.

Analysens resultater indikerer, at risikoen for effektmangel stiger i takt med stigende effekttræk fra store datacentre i Danmark, men at datacentre ikke forværrer effekttilstrækkeligheden i Danmark signifikant. Resultaterne for antal effektminutter i Østdanmark påvirkes i høj grad af elforbruget til store datacentre i Sverige og analysens antagelse herom. I analysens opgørelse af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved store datacentre, der beskrives i afsnit 2.2, inkluderes derfor ikke omkostninger til køb af reservekapacitet. Denne analyse såvel som Energinets analyser af effekttilstrækkeligheden indikerer dog en generelt større risiko for effektmangel i Østdanmark i 2030 i forhold til i dag.¹⁶ Energinets arbejde med investering i reservekapacitet vil kunne være med til at reducere denne risiko, ligesom også et mere fleksibelt elforbrug fra fx elbiler, individuelle varmepumper og elektrificerede processer i produktionserhverv vil kunne bidrage betydeligt.

2.2 Samfundsøkonomiske effekter ved store datacentre i Danmark

Datacentrene påfører Danmark en moderat samfundsøkonomisk omkostning

På baggrund af konsekvenserne for energisystemet som beskrevet i afsnit 2.1 kan de samfundsøkonomiske konsekvenser ved flere datacentre i Danmark udregnes. Datacentrene påfører det danske energisystem følgende udgifter sammenlignet med nulscenariet:

- Udgifter til investeringer i øget dansk elkapacitet og til øget drift af denne og allerede eksisterende kapacitet. En stor del af investeringerne sker i vedvarende energi, så 55 pct.-målsætningen opfyldes. Denne kasse inkluderer ændringer i kapitalomkostninger, faste og variable driftsomkostninger og udgifter til brændsler og CO₂-kvoter.
- Udgifter til øget import af el fra andre lande (i form af reduceret nettoeksport). Heri kan også medregnes de ændringer i de flaskehalsindtægter, som Energinet som ejer af udlandsforbindelserne modtager, når der er prisforskel mellem Danmark og udlandet.
- Udgifter til udbygning, forstærkning og drift af elnettet til at håndtere datacentrenes elforbrug og ikke mindst den øgede elproduktion fra fluktuerende energikilder, herunder især havvind.

På indtægtsiden er:

- Datacentrenes betaling for den el, de køber, målt i engrospris.
- Datacentrenes betaling af tariffer.
- Datacentrenes betaling af elafgift.

¹⁶ Energinet, *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018*, 2018.

Bemærk, at monetære overførsler mellem datacentre og danske aktører som fx staten eller netselskaber opfattes som en samfundsøkonomisk indtægt for Danmark. Begrundelsen er, at de store datacentre, der indtil videre har udtrykt interesse for at etablere sig i Danmark, alle er udenlandsk ejede. Hvis man i stedet omfatter datacentrenes bundlinje af den danske samfundsøkonomi, skal værdien for den strøm, datacentre efterspørger, inkluderes på indtægtssiden. Da datacentre som minimum er villige til at betale forbrugerprisen (engrospris plus tarif og elafgift), kan denne værdi som et konservativt skøn sættes hertil, og dermed giver de to tilgange samme resultat.

Tabel 3 giver det samlede overblik over samfundsøkonomien i 2030 for de tre scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet.

	Lave scenarie	Basisscenarie	Høje scenarie
Kapitalomkostninger	-384	-1.843	-2.461
Brændselsomkostninger	19	-42	42
Faste driftsomkostninger	-62	-370	-518
CO ₂ -kvoteomkostninger	12	12	11
Variable driftsomkostninger	-31	-142	-188
Flaskehalsindtægter	30	71	74
Nettoimport af el	-209	-960	-1.508
Net- og transmissionsomkostninger	-52	-275	-386
Datacentrenes betaling for el	493	2.632	3.692
Datacentrenes tarifbetaling	102	508	693
Datacentrenes afgiftsbetaling	5	28	40
I alt	-77	-379	-509

Tabel 3 Samfundsøkonomiske nettoindtægter i scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet i 2030 (mio. kr. pr. år)

Anm. 1: Alle værdier er i reale 2018-priser. Negative tal angiver en omkostning.

Anm. 2: Der er på nuværende tidspunkt betydelig usikkerhed om fremtidens tarifstruktur. I tabellen er antaget, at omkostninger til elnettet fordeles jævnt ud på det samlede elforbrug.

Anm. 3: Tabellen viser kun de direkte effekter i energisystemet. Der er også andre afledte samfundsøkonomiske effekter, fx forvriddningseffekter ved finansiering af støtte til vedvarende energi.

Kilde: Ea Energianalyse.

Samlet set viser basisscenariet en samfundsøkonomisk nettoudgift på i alt 379 mio. kr. Dette beløb kan opdeles i tre dele:

1. Summen af tabellens øverste syv rækker angiver udgifterne til øget elproduktion og elimport på i alt 3.273 mio. kr. Sammenholdt med datacenterenes betaling for el på 2.632 mio. kr. giver det en samfundsøkonomisk nettoudgift på 640 mio. kr. Analysens resultater viser altså, at elprisen som datacentre betaler ikke fuldt ud dækker omkostningerne til den øgede vedvarende elproduktion, der derfor er afhængig af statslig støtte.
2. Behovet for udbygning og forstærkning af elnettet er estimeret til 275 mio. kr., hvilket er væsentligt mindre end datacentrenes tarifbetaling på 508 mio. kr. Det giver et samfundøkonomisk overskud på 233 mio. kr., der udtrykker stordriftsfordelene ved at drive et system som elnettet. Jo større forbrug,

jo billigere bliver regningen pr. kWh, og datacentrene bidrager således til at reducere tarifregningen for alle øvrige forbrugere. Der er i tabel 3 antaget, at de samlede netudgifter fordeles ligeligt ud pr. kWh elforbrug, men det er muligt at fremtidens tarifsystem kommer til at afvige fra dette princip.

3. Endelig betaler datacentrene elafgift til staten på 28 mio. kr. med den nuværende sats, der svarer til EU's minimumsafgift. Dette beløb er yderst begrænset sammenlignet med de øvrige tal i regnestykket.

I det lave scenarie falder den samlede nettoudgift til 77 mio. kr., mens udgiften stiger til 509 mio. kr. i det høje scenarie. Der er dermed en nogenlunde proportional sammenhæng mellem samfundsøkonomiske omkostninger og størrelsen af datacentrenes elforbrug.

Størrelsen af den samfundsøkonomiske omkostning er usikker

Tallene i tabel 3 er behæftet med betydelig usikkerhed, som det altid vil være tilfældet, når man kigger ind i fremtiden. Usikkerheden omfatter stort set alle beregningsforudsætningerne, hvor der her særligt skal gøres opmærksom på to centrale usikkerheder.

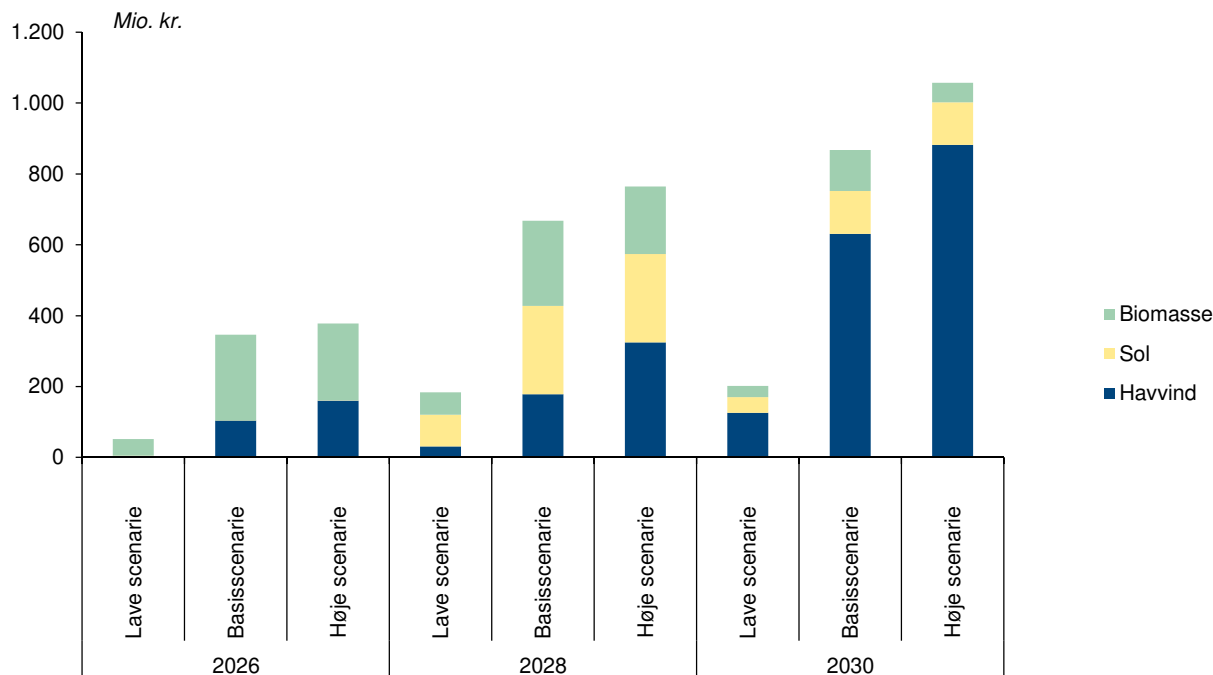
For det første medfører den massive udbygning med havvind, at resultaterne er afhængige af antagelserne om, hvad prisen på havvind bliver fremover. Disse antagelser bygger i denne analyse på Energistyrelsens teknologikatalog, som dog har været kritiseret for at have undervurderet de observerede prisfald på havvind de seneste år. Om det samme bliver tilfældet for 2030 er naturligvis for tidligt sige, men skulle det være tilfældet, viser følsomhedsberegninger, at den samfundsøkonomiske regning går i nul i alle scenarier, hvis de samlede investerings- og driftsomkostninger til havvind falder 15-20 pct. sammenlignet med det i analysen forudsatte niveau. Det viser, at tabel 3's samfundsøkonomiske nettoudgift kan ændres til en nettoindtægt ved moderate og på ingen måde usandsynlige antagelsesændringer.

For det andet er det særdeles usikkert, hvad merbehovet for udbygning, forstærkning og drift af elnettet bliver som følge af datacentrenes elforbrug og den deraf følgende udbygning med vedvarende energi. Estimerne i tabel 3 er sat til halvdelen af den nuværende tarif, men dette er kun et kvalificeret skøn og ikke et tal baseret på grundig analyse. Hvis det fx alternativt vurderes, at datacentrene ikke bidrager til et øget behov for investering i elnettet, reduceres den samlede samfundsøkonomiske regning i tabel 3 betydeligt.

Datacentrene vil øge støtteudgifterne til den vedvarende energi

Den samlede samfundsøkonomiske omkostning præsenteret ovenfor dækker over, at nogle aktører i udgangspunktet bliver stillet bedre, mens andre bliver stillet værre. Denne omfordeling betyder fx, at elkunderne opnår en besparelse på elregningen i form af lavere tariffer, fordi datacentrene kun forventes at give anledning til moderate ekstra omkostninger til udbygning af elnettet, hvorfor tarifbetalingen pr. kWh kan reduceres, når det samlede elforbrug stiger. Samtidig skal statskassen udbetale mere støtte til vedvarende energi, fordi datacentrene øger elforbruget. Dette er en regning, som i sidste ende må formodes at blive betalt via forhøjede skatter eller afgifter. Endelig er det muligt, at visse elproducenters indtjening påvirkes gennem ændringer i elprisen.

I modelberegningerne er der i årene fra 2026 til 2030 behov for mere vedvarende energi, end der bygges på markedsvilkår. Dermed viser modellen, at der altså fortsat er et behov for støtte, hvis Danmark skal nå målsætningen om 55 pct. vedvarende energi i 2030. Figur 11 viser omfanget af støttebehovet til biomasse, sol og vind i de tre scenarier relativt til behovet i nulscenariet.



Figur 11 Ekstra støtteomkostninger til biomasse, sol og vind i scenarier med datacentre sammenlignet med nulscenariet

Anm. 1: Alle værdier er i 2018-priser.

Anm. 2: Kun årene 2026 til 2030 er medtaget, da der før 2026 kun i mindre grad er behov for at tilføre elsystemet mere vedvarende energi, end markedet kan levere af sig selv.

Anm. 3: Støtteomkostningerne er udregnet som forskellen mellem teknologiernes samlede, årlige omkostninger og deres indtægter fra salg af el og evt. fjernvarme. De reelle støtteomkostninger kan vise sig større, hvis det ikke kan undgås at overkompensere visse teknologier.

Kilde: Ea Energianalyse.

Figur 11 viser, at det årlige, ekstra støttebehov stiger frem mod 2030, hvor det beløber sig til 766 mio. kr. i basisscenariet. Tallet falder til 188 mio. kr. i det lave scenarie og stiger til 984 mio. kr. i det høje scenarie. Langt de fleste ekstra støtte kroner går til havvind, som tegner sig for størstedelen af merudbygningen med vedvarende energi som følge af datacentrenes ankomst. De viste beløb skal dække både opførelse af møllerne og den efterfølgende drift samt ilandføring og tilslutning til transmissionsnettet. Den sidste post har traditionelt været betalt af staten og kan derfor karakteriseres som indirekte støtte, hvis denne model fortsættes. I forbindelse med udbuddet af havvindmølleparken Thor, har energiforligskredsen dog besluttet, at ilandføring vil indgå som en del af udbuddet. Den resterende støtte går til biomasse og solceller, mens landvind udbygges lige hurtigt og i ens omfang i alle scenarierne, og derfor ikke bidrager til forskelle i støtteomkostninger. Modelberegningerne viser desuden, at landvindmøller kan etableres på markedsvilkår både i Øst- og Vestdanmark fra 2022 og i størstedelen af årene frem mod 2030.

Tallene i figur 11 udgør – med de givne forudsætninger – en nedre grænse for, hvor stort det faktiske støttebeløb vil blive. Figuren forudsætter, at staten kan lykkes med ikke at udbetale en krone mere, end investorerne rent faktisk har brug for, når de opstiller nye vedvarende energianlæg. I praksis er det næppe realistisk, da der fx er en risiko for, at dyre projekter bliver prissættende i udbud, så billigere projekter bliver overkompenseret. Derfor vil de reelle statslige udgifter til udbygning med vedvarende energi formentlig blive højere, medmindre teknologierne viser sig at blive billigere end forudsat.