



Høringsnotat

Energistyrelsens svar på kommentarer modtaget i forbindelse med høring af *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*.

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
18. september 2019

J nr. 2019-5262

/ HDU, LRI, MEG, MELA,
NBJ

Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde d. 25. juni 2019 høringsudgave af *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*. Høringsudgaven blev ligeledes præsenteret ved et offentligt møde d. 1. juli 2019 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb d. 8. august 2019.

Energistyrelsen vil gerne takke deltagerne på det offentlige møde for den aktive deltagelse og de konstruktive forslag og kommentarer. Energistyrelsen vil desuden gerne takke alle, som har sendt høringssvar i forbindelse med høringen af *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*.

Energistyrelsen har modtaget høringssvar fra følgende respondenter:

- AffaldVarme Aarhus
- CTR, HOFOR og VEKS
- Dansk Energi
- Det Økologiske Råd
- Grøn Energi
- Invest in Denmark
- Nature Energy A/S
- Tekniq
- Wind Denmark
- Ørsted

Dette notat giver en oversigt over høringssvarene samt Energistyrelsens kommentarer hertil. Kommentarerne er organiseret efter emne og høringsspart og med Energistyrelsens svar angivet efter hvert emne. Høringssvarene fra den enkelte høringsspart er således opdelt på emner, men ellers er indholdet gengivet.

Energistyrelsen understreger, at arbejdet med AF19 har været udført i dialog med Energinet for at sikre, at det udarbejdede produkt tilgodeser Energinets behov. Desuden har øvrige aktører haft mulighed for at give deres besyv med undervejs. Således afholdt Energistyrelsen dialogmøder, hvor eksterne parter fik mulighed for at komme med synspunkter af interesse for udarbejdelse af analyseforudsætningerne.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



Det er vigtigt at understrege, at det er Energinet, som er modtager af analyseforudsætningerne, og de netop er udarbejdet mhp. at give det bedst mulige grundlag for Energinets netplanlægning, investeringssager, forsyningsikkerhedsredegørelser mv. Ved udarbejdelsen af analyseforudsætningerne har det primære fokus været at forudsætningerne bedst muligt sikrer et robust planlægningsgrundlag på dette område. Hvis de bruges til andre formål, skal man have for øje, at det ikke er det formål, de er udviklet til. Til en række anvendelser vil analyseforudsætningerne være mindre egnede og til andre anvendelser vil de langt fra udgøre et tilstrækkeligt grundlag. Fx kan man ikke beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på basis af analyseforudsætningerne, som har fokus på kapaciteter og ikke den samlede elproduktion, idet det er det som er relevant for transmissionsnettet. Desuden indgår fx landbruget ikke, andelen af biobrændsler i benzinforbruget kan ikke opgøres på basis af AF og mulighederne for CO₂ lagring er heller ikke medtaget.

Derfor kan spørgsmål om, hvorvidt udviklingen går mod netto-nul emissioner ikke besvares meningsfyldt inden for rammerne af analyseforudsætningerne. Fossil uafhængighed i 2050 er i AF18 anvendt som en proxy for netto-nul målsætningen i energisektoren.

Skulle svarene give anledning til yderligere spørgsmål, er læseren naturligvis altid velkommen til at kontakte Energistyrelsen.



Indhold

Indledning	1
Generelle kommentarer	4
Økonomiske nøgletal og priser	9
Elforbrug	11
Maksimaleffekt.....	21
Elproduktionskapacitet	26
Kraftværker	26
Vindmøller	32
Solceller	39
Fjernvarmeforbrug	40
Udlandsdata og eltransmissionsforbindelser til udlandet	42
Gasdata	44
Ikke kategoriseret	50



Generelle kommentarer

Høringssvar	Afsender
<p>Overordnede bemærkninger</p> <p>Det er et ønske fra Dansk Energi, at der tages bedre stilling til hvorledes ikke vedtagne eller udefinerede virkemidler samt nye tiltag indgår i analyseforudsætningerne til at opnå de politiske definerede målsætninger, eksempelvis målene om 55 % VE i 2030 og klimaneutralitet i 2050. På nogle områder, eksempelvis transport, antages nogle ikke definerede virkemidler som medfører en elektrificering af transportsektoren, mens der, pga. mangel på politiske virkemidler, ikke indregnes nogle konsekvenser af omstillingen af industri -eller gasforbruget, som er nødvendig for at opfylde klimaneutralitetsmålet i 2050. Med andre ord savner vi noget konsistens i målopfyldelsen.</p> <p>Til præsentationen af forudsætningsudkastet hos Energistyrelsen den 1. juli 2019, blev det fremlagt at hovedformålet med analyseforudsætningerne er, at danne grundlag for Energinets infrastruktur planlægning. Set i netop det lys, er det afgørende at analyseforudsætningerne ikke bliver en begrænsende faktor for elsystemets udvikling eller en selvopfyldende profeti. Dansk Energi er på den baggrund bekymret for, at Analyseforudsætningerne er for uambitiøse i forhold til den grønne omstilling, når der ikke tages højde for eksempelvis kraftig udbygning af vind og sol på markedsvilkår, stærkt forøgede politiske ambitioner, indirekte elektrificering, mulighederne for Danmark som "grønt kraftværk" i Europa samt Danmarks rolle i forhold til vores nabolandes øgede grønne ambitioner.</p> <p>Indregner man ikke dette i analyseforudsætningerne er Dansk Energi bekymret for at Energinet ikke når at stille infrastruktur til rådighed i rette tid og dermed bliver en begrænsende faktor i udviklingen af elsystemet. Det ses allerede i dag at transmissionsnettet udgør en flaskehals for tilslutning af VE projekter, der kan opføres støttefrit. Fortsat brug af konservative forudsætninger i netplanlægningen vil føre til, at dette problem består.</p> <p>Analyseforudsætningerne fokuserer naturligt primært på udviklingen i Danmark, men den måske væsentligste forudsætning for en stor del af Energinets planlægning handler om antagelserne for udlandet. Her</p>	Dansk Energi



har man igen valgt at anvende ENTSO-Es konservative scenarie "Sustainable Transition" (ST), der, modsat hvad navnet antyder, ikke harmonerer med en bæredygtig fremtid og indfrielse af Paris-målsætningerne, som medlemslandene har forpligtet sig til. Det kraftigt øgede fokus på grøn omstilling i Europa rejser betydelig tvivl om, hvorvidt dette scenarie kan anses som værende "bedste bud" på fremtiden.

Den produktionskapacitet, der indgår i ST-scenariet, er indlagt eksogent på baggrund af indmeldinger fra nationale transmissionssystemoperatører. Hvis VE-udbygningen skal modsvare kravene i Paris-aftalen, er det usandsynligt, at markedspriserne vil kunne oppebære det niveau af termisk produktionskapacitet, der fremgår af ST-scenarier, og Analyseforudsætningerne giver derfor et misvisende billede af kapacitetsudviklingen i Europa. Det vil højne kvaliteten af kommende års Analyseforudsætninger væsentligt, hvis Energistyrelsen justerer de udenlandske produktionskapaciteter på baggrund af en markedssimulering eller anden markedstest. Desuden bør antagelserne om udenlandske data fremgå eksplicit af Analyseforudsætningernes dataark således, at der er klarhed og transparens om de konkrete data.

Til præsentationen af forudsætningsudkastet hos Energistyrelsen den 1. juli 2019, blev det desuden slået fast at analyseforudsætningerne, foruden at bruges til infrastrukturplanlægning, også benyttes i alle andre af Energinets analyser, muligvis med visse ændringer, hvilket dog var uklart. Derfor mener vi fortsat at følgende kommentar fra sidste års høringssvar fra Dansk Energi er relevant:

Dansk Energi mener, at analyseforudsætningerne rummer et metodisk dilemma. De hviler på bedste bud og forudsætter dermed implicit brug af virkemidler. Men de er samtidig input til Energinet, så Energinet kan afgøre, hvilke virkemidler de skal anvende. Det gør, at man kan spænde ben for at beslutte tiltag, som forudsætninger ikke anviser fordi man allerede har antaget, at de indgår. Som eksempel kan nævnes, at antagelsen om en afdæmpet udvikling i elforbrug og fortsat høj tilgængelig elproduktionskapacitet understøtter en måske ubegrundet optimisme omkring forsyningssikkerhed. Men den optimisme må alene bero på, at der er taget tiltag, som understøtter en høj tilgængelig elproduktionskapacitet. De nedenstående bemærkninger til analyseforudsætningerne peger entydigt i retning af



<p>nødvendighed af netop tiltag, som ikke er vedtaget i dag, for at sikre den nødvendige elforsyningssikkerhed.</p> <p>Manglende iteration i processen er dobbeltproblematisk i det omfang, at Energistyrelsen bruger en række spænd til fremskrivninger, men det er uklart hvilken vægt disse spænd vil indgå med i de endelige beregninger. Samtidig er der områder, som for eksempel tilgængelige kraftværker, hvor der ikke opereres med et spænd. Dette undrer os, særligt når spænd, som med kraftværkerne, realistisk set kun peger i nedadgående retning i forhold til fremskrivning.</p> <p>Dansk Energi vil slutteligt gerne rose, at detaljegraden i det tilsendte regneark er væsentligt forøget i forhold til sidste års analyseforudsætninger, og nu også indeholder formler. Dog må Energistyrelsen meget gerne arbejde for en mere detaljeret præsentation af antagelser omkring præsentationen af produktionskapaciteter i udlandet og udviklingen heraf.</p>	
<p>Generelle kommentarer</p> <p>Det vigtigste formål med analyseforudsætningerne er at sikre Energinet de rette forudsætninger til <u>i rette tid</u> at kunne træffe beslutninger om nye investeringer, produkter, markeder og virkemidler for at sikre, at forsyningssikkerheden for el og gas lever op til de til enhver tid gældende minimumskrav. Det indebærer, at der gives et sandsynligt og troværdigt bud på udviklingen i elforbrug og -produktion, herunder fornuftige antagelser om anlæggenes fleksibilitet, således at der kan foretages en rimelig vurdering af påvirkningen fra de forskellige typer af produktion og forbrug på det maksimale effekttræk. Derudover skal knyttes en fornuftig fremskrivning af den tilgængelige kapacitet på forbindelserne til og fra udlandet.</p> <p>Overordnet set er det Ørstedes holdning, at AF19 er en væsentlig forbedring ift. AF18, når det kommer til fremskrivningen af elforbrug og elproduktion. Forventningerne til elforbruget er generelt blevet højere siden sidste år, herunder til varmepumper, elkedler og transport, mens forventningerne til den termiske elproduktionskapacitet er blevet nedskrevet siden AF18. Ørsted støtter op om disse overordnede ændringer, og mener, at AF19 danner et væsentligt mere sandsynligt billede af fremtiden end AF18. Det er dog fortsat problematisk, at Energistyrelsen fortsat antager, at elforbrug til store varmepumper og elkedler til alle tider er afbrydelige og ikke påvirker effektspidsen. Ørsted er enig i at det er teknisk muligt at (op)- og nedregulerede varmepumper og elkedler, men at det ikke</p>	Ørsted



<p>er sikkert at en aktør i alle tilfælde vil regulere i henhold til systemets behov, da dette vil afhænge af varmebindinger. Det må derfor forventes, som også beskrevet i afsnit 4.1.3 i AF19, at disse anlæg ikke altid er tilgængelige for nedregulering, samt at det er afgørende at rammebetingelser understøtter, at aktørerne får økonomisk signal til at understøtte systemet, og derfor til at foretage rette investeringer i fx reservelast og varmeakkumulatorer. Ydermere er det problematisk, at der fortsat regnes med, at reservekapaciteten bliver stående indtil 2040, uden at det beskrives, hvorledes denne forventes fastholdt.</p> <p>Som også tidligere diskuteret i forbindelse med analyseforudsætningerne, og bl.a. fremført i høringsvar af Dansk Energi ved høringen af AF18, så indeholder tilgangen om "bedste bud" til analyseforudsætningerne et metodisk dilemma. Dilemmaet består i, at Energinet skal bruge analyseforudsætningerne til at vurdere behovet for nye eller anderledes virkemidler for at sikre effektbalancen, men analyseforudsætningernes implicite brug af virkemidler hindrer identifikationen af behovet, da kapaciteten allerede forudsiges at eksistere. Det er derfor yderst vigtigt, at Energinet behandler fremskrivningerne i analyseforudsætningerne med forsigtighed, og holder sig for øje, at den fremskrevne udvikling kun vil realiseres, hvis der sikres de rette rammevilkår.</p>	
<p>Investeringerne i fremtidens elnet bliver afgjort af analyseforudsætningerne. Vi er bekymrede for, at overvurderingen af individuelle hustandsvarmepumper og manglende fokus på fjernvarmens varmepumper og elkedler vil resultere i en dyrere og forkert udbygning af elnettet.</p> <p>En anden bekymring i samme stil er, at en realistisk fremskrivning af den danske, termiske kapacitet (jf. den væsentlige reduktion, som vi forventer) i kombination med ulandsdata uden væsentlig reduktion i termisk produktionskapacitet, måske kan resultere i "for gode" business cases for Energinet ift. at bygge yderligere ulandskapacitet.</p> <p>I den sammenhæng vil vi også nævne, at vi tror, at den samfundsmæssigt billigste løsning til effekttilstrækkelighed ligger i de eksisterende naturgas-motorer/-turbiner. Omkostningen til at holde et driftsklart anlæg i live ligger på ca. 120-150.000 kr./MW/år. Dette beløb kunne endda være mindre, hvis man mølposelægger anlæggene indtil behovet er til stede. Mølposeanlæg kan hurtigt genetableres.</p>	Grøn Energi



- Lige nu mølposelægges anlæg ikke, men forventes skrottet fx pga manglende forventning til fremtidig indtjening men også pga. pladsproblemer. Derfor er muligheden for at udnytte disse anlæg til at afhjælpe effekttilstrækkelighed ved at forsvinde.
- Vi har ikke fået svar fra Energinet på, om eksisterende eller mølposelagte NG-anlæg fx ville kunne levere til en strategisk reserve.

Det kan diskuteres, hvordan denne mulighed evt. kunne indgå i analyseforudsætningerne, men informationen er relevant og kunne være vigtig for planlægningen er elnettet og vurderinger af niveau og omkostninger for el-forsyningsikkerhed.

Svar:

Energistyrelsen er enig i, at en metodisk konsistens bør tilstræbes ift. opnåelse af de langsigtede politiske mål, og vil arbejde for at styrke dette samt tydeliggøre de generelle metode-overvejelser fremover.

Fsva. kritikken af det anvendte scenarie for omverdens udvikling (Sustainable Transition), anerkender Energistyrelsen, at der er betydelig usikkerhed behæftet med anvendelsen af ét specifikt omverdensscenarie. Det er Energistyrelsens vurdering at Sustainable Transition er et robust valg af scenarie, idet dette beror på den forventede udbygning i hvert medlemsland, som også påpeget i høringssvaret. For specifikke analyser, der vurderes at være særligt følsomme for alternative udviklingsforløb i omverdenen, anbefales Energinet at foretage følsomhedsanalyser; eksempelvis ved anvendelse af alternative omverdensscenarier.

Fsva. problematikken om elkedler og varmepumpers fleksibilitet og påvirkning af elsystemet er dette forhold blevet revurderet, og konklusionerne heraf er beskrevet under afsnittet om "Maksimaleffekt" i dette notat samt i den endelige version af AF19.

Mht. bemærkningerne omkring bevaring af reservekapacitet indgår overvejelser herom i afsnittet om kraftværker i dette notat.

Der påpeges i flere høringssvar desuden et mere generelt metodisk problem, hvor antagelser om udvikling på særlige områder, som Energinet har særlig stor indflydelse på, kan have utilsigtede konsekvenser – eksempelvis at interconnectorer antages reinvesteret efter endt levetid, hvormed behovet derfor ikke fremstår eksplicit.

Energistyrelsen er enig i, at der er en metodisk problemstilling som bør overvejes og adresseres nærmere. Det er dog vores vurdering, at mulige løsninger på problemstillingen umiddelbart vil inkludere flere alternative sæt

analyseforudsætninger, hvilket rejser en række andre problemstillinger; bl.a. at transparensen om Energinets valg af forudsætninger til specifikke analyser umiddelbart vil blive forringet. Dertil kommer, at problemstillingen ikke er ny, og dermed er både Energinet og Energistyrelsen opmærksom på problematikken og håndterer den typisk særskilt ved relevante følsomhedsanalyser.

For AF19 er emnet derfor ikke særskilt behandlet, men Energistyrelsen vil indgå i overvejelser herom i det fremadrettede arbejde. Såfremt høringsparterne har konkrete løsningsforslag til problemstillingen, vil Energistyrelsen derfor meget gerne modtage disse.

Økonomiske nøgletal og priser

Høringssvar	Afsender
<p>CO2 priser:</p> <p>Vi finder det fortsat problematisk, at Analyseforudsætningerne henholder sig til Finansministeriets regnemetode for prisen på CO₂. Så vi er glade for, at Energistyrelsen også bemærker, at de CO₂-priser, som Finansministeriet lægger til grund, ligger markant lavere end de faktiske CO₂-kvotepriser på markedet. CO₂ prisen har betydning for de forventede investeringer i f.eks. fremtidig VE-produktionskapacitet, som vil blive overvurderet, hvis CO₂ omkostningen undervurderes.</p> <p>Det synes derfor hensigtsmæssigt, hvis Analyseforudsætningerne kobler de faktiske CO₂ priser med Finansministeriets fremskrivningsmetode. Enten ved en model, som i de første år relaterer sig til de faktiske priser, og derefter anvender en teoretisk model, eller som minimum bare at plote de faktiske priser (forward-priser) ind på samme graf som Finansministeriets teoretiske beregninger, så forskellen blev illustreret tydeligt.</p> <p>Endvidere ville det være formålstjenligt, hvis der på dette område blev fremlagt en række følsomhedsanalyser for, hvad forskellen mellem FM's beregninger og de faktisk priser for CO₂ betyder for en række afgørende handlinger såsom udbygningstakt for vind og sol.</p>	Det Økologiske Råd
<p>CO2-priser:</p> <p>Er den "systematiske" kvotepris som Finansministeriet beregner korrekt at bruge i denne sammenhæng? Ligger der ikke en implicit antagelse i denne metode om at udbud/efterspørgsel af kvoter er relativt konstant og at kvoter under alle omstændigheder skal købes (og at det derfor kun er virksomhedernes tilbagediskonteringsrente der får prisen til at stige). Hvad med</p>	Grøn Energi



<p>omlægning til mindre CO₂-belastende brændsler (reduktion i efterspørgsel efter kvoter) og stramning af rammerne for kvotemarkedet (reduktion af udbud af kvoter). Dette virker ikke til at stemme overens med metoden.</p> <p>Den valgte metode kan måske retfærdiggøres hvis udgangspunktet for fremskrivningen af kvoteprisen er omkostningen ved fortrængning af CO₂. Her kan det give mening at lade prisen stige med finansieringsomkostningen.</p> <p>Det er problematisk, at dagens pris svarer til prisen i 2033-2034. Det virker til at startpunktet for fremskrivningen er forkert. Det kunne tyde på, at metoden er forkert, medmindre man antager at kvoteprisen snart vil falde drastisk. Det er særligt problematisk, fordi det er en parameter, som har stor betydning.</p> <p>Prognoserne for kvoteprisen er usikre og mange ting kan spille ind. Derfor bør kvoteprisen få mere opmærksomhed og analyseforudsætningerne bør have større tydelighed omkring, hvad man har overvejet og forholdt sig til. Har man forholdt sig til andre fremskrivninger? Det kunne f.eks. være IEA's fremskrivning.</p>	
<p>CO₂- og biomassepris mv.</p> <p>Desuden vil vi opfordre til at anvende en højere CO₂-kvotepris, da prisen allerede i dag er steget betydeligt som følge af reformen af EU's system for handel med CO₂-kvoter. For markedsaktørerne spiller det naturligvis en stor rolle at der er risiko for at CO₂-kvoteprisen igen falder markant ift. det nuværende niveau, men AF19 skal alene indlægge et bedste bud, hvorfor en forventning om en pris på 16 Euro i 2019 stigende til 20 Euro i 2025 næppe er det bedste bud. Der er forskel på en <i>forventet</i> og en <i>frygtet</i> udvikling. Uanset hvad man måtte have af præferencer i Finansministeriet, bør analyseforudsætningerne udgøre det bedste bud på den forventede udvikling.</p> <p>Herunder er der behov for at overveje, om en relativt konstant biomassepris er en realistisk antagelse. Danmark importerer i dag store mængder biomasse. Ifølge Klimarådets hovedrapport fra 2018 er miljø- og klimamæssigt bæredygtig biomasse en begrænset global ressource, som der må antages at opstå større knaphed på, når hele verden skal omstille energiforsyningen væk fra fossile brændsler.</p>	Wind Denmark



Det er Dansk Energis indtryk fra præsentationen den 1. juli hos Energistyrelsen, at Energistyrelsen ikke er tilfreds med den, af Finansministeriet bestemte, CO ₂ -kvotepris som specielt på den korte bane ikke virker retvisende. Dansk Energi vil gerne bakke op omkring et opgør med finansministeriets metode til fremskrivning af CO ₂ -kvoteprisen, som vi heller ikke mener er retvisende. Derudover mener vi, at det er afgørende at opstille alternative prisforløb, som følge af CO ₂ -kvoternes, og til dels brændselsprisernes, volatile natur.	Dansk Energi
---	--------------

Svar:**CO2 pris:**

Fremskrivningen af CO₂ prisen er blevet ændret i den endelige udgave af AF19. Finansministeriet har på baggrund af udviklingen i markedsprisen på CO₂ kvoter ændret fremskrivningen, som herefter tager udgangspunkt i det aktuelle prisniveau på markedet.

Ændringen i CO₂-prisen har givet anledning til en genberegning af gasforbruget. Fsva. kapacitetsudviklingen er CO₂-prisen blot en blandt flere drivere, hvorfor der ikke som følge af opdateringen er sket ændringer på denne.

Biomassepris:

Vedr. den anvendte metode til fremskrivning af biomasseprisen er Energistyrelsen enig i at prisen bl.a. afhænger af forbruget i andre lande og af den fremtidige biomassepolitik i Danmark og i udlandet.

Energistyrelsen vil følge udviklingen og vurdere, om der er behov for at opdatere metoden til fremskrivning af biomasseprisen i AF20

Elforbrug

Høringssvar	Afsender
Store varmepumper og elkedler På side 26, figur 13 vises et hop i installeret central varmepumpeeffekt på ca. 50 MWe fra 2033-2034. Vi gætter på, at det er efter at AVV1 tages permanent ud af drift, at denne	CTR, HOFOR og VEKS



<p>varmepumpekapacitet forudsættes installeret. Hvis det er havvandsvarmepumper, giver det, med en COP-værdi på 3, ca. 150 MW varme. Hvis der er forudsat geotermi vil det give højere varmekapacitet pga. højere COP, og det vil bedre svare til varmekapaciteten på AVV1 på 330 MW. Når AVV1 udgår skal der etableres erstatningsgrundlasteffekt. Det kan endvidere ses af figur 13, at varmeeffekten idriftsættes året efter at varmeaftalen udløber på AVV1. Det må nærmere være et eller to år før varmeaftalen udløber, altså i 2031-2032 at varmepumpeeffekten idriftsættes, da den ny kapacitet skal være klar, når AVV1 tage ud permanent af drift.</p>	
<p>Store varmepumper og elkedler</p> <p>Den anvendte COP på 3,6 for luft-/grundvandsvarmepumper (side 25) virker noget høj, hvilket risikerer at undervurdere det reelle effektbehov.</p> <p>Såfremt der er tale om havvandsvarmepumper vil de have en lavere COP-værdi de kolde vintermåneder og dermed trække mere effekt end hvis der anvendes en gennemsnitlig årlig COP. Det giver en udfordring for varmesystemet, da man i givet fald behøver at planlægge med højere eleffekt for at kunne imødegå sit varmeeffektbehov. Denne udfordring er p.t. ikke løst.</p> <p>Side 28-29 er der en prognose for elkedler. Prognosen er angivet som usikker, hvilket er korrekt. Udbygningen med elkedler vil være meget afhængig af udviklingen i elforbruget i de enkelte områder og dermed udbygningen af elnettet og dermed i sidste ende risikoen for, at elkedler bliver afbrudt. Ideelt set bør elnettet udbygges, så det også understøtter en samlet set samfundsøkonomisk optimal udbygning med eldrevne varmeproduktionsanlæg.</p>	CTR, HOFOR og VEKS
<p>Elforbrug</p> <p>Der bør laves en geografisk fordeling af el til store datacentre og el til vejtransport. Særligt udbygningen med elbiler frem mod 2030 må forventes at kunne have nogle netmæssige konsekvenser. Og det er igen afhængigt af om der satses på store hurtigladende tankstationer eller om elbilerne oplades hjemme. Det anbefales at Energinet laver en geografisk fordeling.</p>	CTR, HOFOR og VEKS
<p>Vi ser gerne en dokumentation af de beregninger, som ligger bagved fremskrivningen af det klassiske el-forbrug, så det er muligt at se både den reelle forventede udvikling i el-forbruget og den</p>	Det Økologiske Råd



forventede effekt af indsatsen for energieffektivisering både i bygninger og industrien.	
Vi finder, at udviklingen i el-forbruget til store varmepumper fortsat er sat for lavt. Skal Danmark opfylde sine forpligtelser er det nødvendigt, at både fossile brændsler til fjernvarme og anvendelsen af biomasse til fjernvarme udfases meget hurtigere end den tekniske levetid af de foretagne investeringer i forbrændingsbaseret varmeproduktionskapacitet. Vi finder således ikke, at det er retvisende at bruge den lange tekniske levetid af de foretagne investeringer i varmeproduktion som udgangspunkt for, hvor længe grundlasten i fjernvarmen fortsat produceres ved afbrænding af biomasse, også under hensyn til at de faktisk indgåede varmeaftaler er betydeligt kortere. Denne tilgang vil beregningsmæssigt fastholde især biomassen som grundlast i fjernvarmeproduktionen alt for længe og vil derfor holde en klimamæssig fornuftig og samfundsmæssig efterspurgt elektrificering af varmesektoren ved brug af store varmepumper urimeligt tilbage. I denne forbindelse vil flere af de centrale værker sandsynligvis installere geotermianlæg i kombination med store varmepumper, som vil køre som grundlast.	Det Økologiske Råd
Vi er med på, at det ikke giver den store mening at forsøge at give et bud på, hvor hurtigt elektrificeringen af transportsektoren vil ske. Her er nedsat en Transportkommission, som jf. "Forståelsespapiret" er blevet bedt om at fremrykke deres arbejde. Det kunne derfor i Analyseforudsætningerne skrives tydeligere, at de fremlagte figurer 16 og 17 kun er grove illustrationer af, at der forventes at ske en betydelig udvikling, og at det er vigtigt at indtænke denne udvikling i dimensionering af både transmissions-elnet og distributions-elnettene.	Det Økologiske Råd
Vi undrer os over, at der ikke medtages forventede landstrømanlæg til krydstogtskibe i oversigten over el til skibsfart.	Det Økologiske Råd
TEKNIQ Arbejdsgiver repræsenterer 4.300 virksomheder inden for el, vvs og metal med i alt 55.000 medarbejdere og en samlet omsætning på omkring 60 mia. kr. Det er i vidt omfang disse virksomheder, som vil skulle installere de varmepumper, solceller og ladestandere til elbiler, som er en vigtig del af elektrificeringen af det danske energisystem. Derfor har TEKNIQ Arbejdsgiverne fået udarbejdet en analyse af elektrificeringens betydning for installationsfagene. Analysen er udarbejdet af Ea Energianalyse	Tekniq



og tegner en række interessante scenarier for udviklingen frem mod 2030, som vi mener også er relevante i forhold til analyseforudsætningerne. Analysen er vedhæftet dette høringssvar og kan desuden hentes på <https://www.tekniq.dk/presse/nyheder/2019/juni/elektrificering-perspektiver-rapport>.

TEKNIQ Arbejdsgivernes analyse er bygget op omkring følgende scenarier:

Basisfremskrivning:

Dette scenarie tager udgangspunkt i Energistyrelsens Basisfremskrivning 2018 og optræder her som et baseline scenarie. Fremskrivningen er baseret på "frozen policy", hvor det antages et fravær af nye politiske tiltag frem mod 2030. Der kommer ikke nye tiltag.

Hurtig Elektrificering:

Baseres på regnearksværktøjer udviklet af Ea Energianalyse, med antagelse om en forholdsvis optimistisk efterspørgselsudvikling for varmepumpe teknologier og elbiler.

Balanceret:

Baseret på de samme værktøjer, men med en balanceret vurdering af efterspørgselsudviklingen for elteknologier.

Hvilke scenarier, der kommer til at svare mest overens med den fremtidige udvikling, vil hænge sammen med såvel den teknologiske udvikling samt naturligvis de politiske tiltag på området. I nedenstående afsnit har vi fremhævet de pointer fra analysen, som vi mener er mest centrale i forhold til analyseforudsætningerne. Der er alene taget udgangspunkt i "Balanceret" og "Hurtig elektrificering"-scenarierne:

Luft/vand varmepumper og jordvarme

Salgstallene for luft/vand varmepumper og jordvarme i TEKNIQ Arbejdsgivernes analyse forventes at stige fra ca. 10.000 om året i 2019 til ca. 19.000 om året i balanceret scenarie og 28.000 om året i hurtig elektrificering. Dermed vil antallet af varmepumper stige fra ca. 125.000 i dag til mellem 290.000 og 340.000 luft/vand varmepumper i 2030.

TEKNIQ Arbejdsgiverne vurderer, at salget af jordvarmepumper vil være vigende og kun udgøre en meget begrænset andel af det samlede antal varmepumper i 2030. Dette skyldes især, at luft/vand varmepumper forventes at blive mere støjsvage. Dermed mindskes en af deres væsentligste årsager til at foretrække jordvarme til fordel for luft/vand varmepumper.

Luft/luft varmepumper

Det forventes i TEKNIQ Arbejdsgivernes analyse, at salget vil stige f



<p>ra 39.000 i 2019 til 48.000 og 78.000 i 2030 for hhv. "Balanceret" og "Hurtig elektrificering". Det samlede antal installerede luft/luft varmepumper i 2030 vil dermed stige til mellem ca. 340.000 og 830.000 anlæg i 2030.</p> <p>I både "Balanceret" og "Hurtig elektrificering"-scenarierne benyttes en fremskrivning af salgstallene, hvor der også tages højde for, at nogle forbrugere i fremtiden vil vælge en luft-luft varmepumpe pga. dens køleevne. Fremskrivningen af de historiske salgstal korrigeres, så de afspejler den øgede interesse for køling, der forventes at give et mersalg på 10% i 2030. Det betyder også, at luft/luft varmepumper i et vist omfang vil vinde indpas i fjernvarme- og naturgasforsynede områder og dér kunne fungere som supplement til den eksisterende varmekilde.</p> <p>Elbiler</p> <p>Salget af elbiler forventes i TEKNIQ Arbejdsgivernes analyse at stige kraftigt i de kommende år og udgør i dag ca. 2 % af nybilsalget. Det forventes, at bestanden af elbiler vil udgøre mellem 370.000 i "Balanceret"-scenarie og 570.000 i "Hurtig elektrificering". Hertil kommer plug-in hybridbiler, som ventes at udgøre op mod 275.000 i 2030.</p>	
<p>Store varmepumper:</p> <p>Udviklingen i kapacitet for store varmepumper virker væsentligt mere realistisk end AF18, men det er stadigvæk muligt at udviklingen kan komme til at gå hurtigere. En anden ting er det niveau kapaciteten af store varmepumper "ender" i. Eftersom kapaciteten fra omkring 2034-2040 er konstant må det betyde, at Energistyrelsens vurdering er, at det maksimale potentiale for store varmepumper er 350 MW-el. Dette tal virker for lavt, og kan sagtens tænkes at blive højere.</p> <p>Der må forventes, at komme en ny "bølge" af anlægsinvesteringer i årene fra 2035-2040, da anlæg der er investeret i de seneste år og i den nuværende periode (på grund af grundbeløbets bortfald) typisk vil have en teknisk levetid som udløber i perioden fra 2035-2040. Derfor undrer det os, at der ikke sker nogle investeringer i store varmepumper i denne periode.</p> <p>Vi er enige i tankegangen om investering i et mix af varmepumper og biomassekedler. Disse investeringer vil meget sandsynligt komme i takt med omlægningen af de store kraftværksblokke. I de decentrale områder vil udviklingen komme før dette.</p>	Grøn Energi
<p>Elkedler:</p>	Grøn Energi



<p>Udviklingen i elkapacitet for elkedler er en væsentlig forbedring i forhold til AF18. Vi er enige i, at den præcise udvikling er svær at estimere, og at der vil være en vækst i kapacitet. Man skal dog ikke glemme, at der også er ikke-økonomiske argumenter for at etablere elkedler. Elkedlerne kan i fremtiden fungere som grøn spidslast kapacitet, som erstatning for olie- og gaskedler. Elkedler er det væsentligste grønne alternativ.</p>	
<p>Wind Denmark finder det positivt, at analyseforudsætningerne lægger op til, at Energinet skal planlægge efter, at der skal bruges langt mere elektricitet i både transport og opvarmning, og at der indgår forventninger om en større vækst i antallet af elbiler, varmepumper og kystnære havvindmøller.</p>	Wind Denmark
<p>Det er bemærkelsesværdigt, at der ikke er indeholdt noget indirekte elektrificering¹ i analyseforudsætningerne, som strækker sig helt til 2040 og stiler mod et fossiltfrit energisystem i 2050. Dansk Energi har forståelse for, at det er udfordrende at være særlig konkret på dette punkt når der er tale om ny teknologi. Dog mener vi, at hvis målsætningerne frem mod 2050 i Danmark og EU skal overholdes bliver det næppe uden en vis grad at indirekte elektrificering, også før 2040. Dertil kommer udmeldinger om CO₂ fri/neutral produktion fra store industriselskaber som eksempelvis Thyssenkrupp der vil anvende brint fra elektrolyse til stålproduktion og Mærsk, som vil gøre deres flåde CO₂ neutral i 2050. Både Europakommissionen og Euroelectric har på det seneste opstillet scenarier, som indeholder indirekte elektrificering og bud på CO₂ neutralitet i 2050, som vil kunne bruges som kilder.</p> <p>Dansk Energi mener desuden, at grundlaget og følsomhederne for det samlede elforbrug til datacentre er solidt underbygget, men det undrer os dog, at Østdanmark ikke får tildelt nogle datacentre, når der er konkrete planer om et datacenter i Tåstrup.</p>	Dansk Energi
<p>Afsnit 3.2 – Varmepumper</p> <p>Det er Ørstedes vurdering, at det er for grov en simplificering at behandle varmepumper til centrale og decentrale områder under ét, da der er store forskelle mellem de to typer af områder. Særligt har mindre decentrale områder en tendens til lavere frem- og returløbstemperaturer, hvilket har stor indflydelse på COP faktoren.</p>	Ørsted

¹ Med indirekte elektrificering menes elektrificering som følge af fremstilling af brændsler og energiprodukter ved brug af elektricitet. Eksempelvis Power 2 Gas/X, elektrolyse og fremstilling af elektrofuels.



Specifikt mener Ørsted, at de årlige gennemsnits COP faktorer for begge typer af anlæg (luft/grundvand og overskudsvarme), er sat for højt, særligt når det kommer til centrale områder. COP'en på 3,6 for luft-/grundvandsdrevne varmepumpe svarer til varmepumpen hos [Sig Varmeværk](#), der arbejder med ca. 60/34 som frem-/returløbstemperatur. Disse temperaturniveauer er dog ikke repræsentative for særligt mange fjernvarmeområder, og en tilsvarende COP på tværs af fjernvarmeområder må derfor heller ikke kunne forventes opnået i praksis. En COP på 3,6 vurderes for optimistisk både for decentrale og centrale fjernvarmeområder, selv hvis der forudsættes en decentral udbygning med varmepumper i de centrale områder.

Med hensyn til den antagne COP på 5,0 for varmepumper baseret på overskudsvarme, så vil Ørsted gerne henvise til varmepumpeprojektet i Roskilde som eksempel, som er projekteret med en årgennemsnitlig COP på 3,8, jf. oplysninger givet i tabel 7.1 i [Projektforslag for varmepumpe på Bjergmarken Renseanlæg rev. 2](#). Dette anlæg er baseret på overskudsvarme fra spildevand. Igen afhænger COP'en i høj grad af det enkelte fjernvarmeområdes frem- og returløbstemperaturer, men det er Ørsteds vurdering, at en årgennemsnitlig COP på 5,0 er for optimistisk.

Konsekvensen af for høje COP værdier for varmepumperne er ikke ubetydelige, da de medfører en undervurdering af elforbruget til varmepumper, særligt i vinterperioden, hvor COP'en er lavest, varmebehovet er størst, og fleksibiliteten af varmepumperne dermed er i bund. Den antagne fleksibilitet vil kunne opnås, hvis varmepumperne overdimensioneres ift. varmebehovet, at der installeres varmeakkumulatorer eller anden reservelast/spidslast. Dette må forventes at have en betydning for økonomien i anlæggene, og det er vigtigt at der er økonomisk grundlag, for at etablere fleksibilitetstiltag, hvis fleksibiliteten skal opnås. Dette kan fx ske gennem en tarifiering, der afspejler den reelle omkostning ved at anvende enhederne i en given time, baseret på det samlede tilgængelighed i nettet..

Generelt vil det typisk være i vinterperioden, at der kan opstå størst problemer med effektilstrækkeligheden. Det er derfor problematisk for Energinets vurdering af effektilstrækkeligheden, hvis analyseforudsætningerne benytter for høje COP værdier, og i øvrigt regner med fuld afbrydelighed af centrale og decentrale varmepumper.



<p>Afsnit 3.3 – Elkedler</p> <p>Ørsted er enige med Energistyrelsen i, at elkedelkapaciteten må forventes at stige mere, end det var antaget i AF18, bl.a. som følge af behovet for spids- og reservekapacitet til varmforsyningen som erstatning for naturgas, samt en forventning om, at elkedler fortsat vil kunne opnå indtjening uden for spotmarkedet i form af specialregulering.</p> <p>Det er imidlertid Ørsteds erfaring, at fleksibiliteten af elkedler ikke er nær så høj, som antaget i AF19, hvor det antages, at elkedler altid er afbrydelige og ikke påvirker effektspidsen. Det er f.eks. Ørsteds erfaring fra elkedlen på Asnæsværket, at denne primært benyttes ved havari på blokken, altså som reservelast, og at afbrydeligheden derfor typisk ikke er tilstede uanset prissignaler i spot, intraday og balancemarkederne. Ørsted anbefaler derfor, at Energistyrelsen ser nærmere på den faktiske grad af afbrydelighed for både elkedler, da man ellers risikerer, at peak forbruget underestimeres, når disse ikke regnes med.</p>	Ørsted
<p>Øvrige kommentarer vedrørende elforbrug</p> <p>Det bemærkes, at Power-to-X ikke er medregnet, og at elforbruget hertil derfor heller ikke er medtaget i årets analyseforudsætninger. Ørsted anerkender, at der er tale om ny teknologi, og at en fremskrivning af den fremtidige udvikling af kapaciteten af disse anlæg er udfordrende, herunder en vurdering af afbrydeligheden. Vi ser frem til at følge med i Energistyrelsens arbejde med dette i forbindelse med fremtidige analyseforudsætninger.</p>	Ørsted
<p>Vores eneste umiddelbare kommentar vedrører afsnit 3.5 hvor i fortsat tager udgangspunkt i COWIs analyse om store datacentre fra 2018 som vurderer at der vil være seks datacentre med en gennemsnitlig el effekt på hver 150 MW i 2030. På baggrund af vores erfaring med investeringsfremme og samarbejde med udenlandske investorer der kræver store mængder strøm i Danmark, kan vi konstatere at begrænsningen på hvor mange store strømforbrugere faktisk kommer til Danmark ligger i det ledige transmissionskapacitet der ligger til rådighed indenfor en 0-4 års tidshorisont. For de fleste investeringsbeslutninger er et tidshorisont over ca. 4-5 år en dealbreaker. Det er forståeligt at basere fremskrivninger på efterspørgsel som COWI gør, men begrænsninger i elnettet og lange tidshorisonter på netforstærkelser sætter en loft over hvor mange store strømforbrugere kan komme til Danmark. Jeg vil sige at det er mere væsentligt end f.eks. Cisco's fremskrivning af datamængder på verdensplan. Den begrænsende</p>	Invest in Denmark



kapacitet i elnettet har de facto reduceret Danmarks tiltrækningsgrad for de investeringer der kræver store mængder strøm.	
Vi opfordrer til, at Analyseforudsætningerne medtager et afsnit om "overskydende VE-produktion" f.eks. fra vindmøller, og potentielt samhørende "Nyt forbrug" til f.eks. produktion af flybrændstof, (Power to X) som jo heller ikke medtages i Analyseforudsætningerne. Herved kunne hele problematikken om "kampen om nul-priserne for el" belyses bedre, i forhold til både en øget VE-udbygning og et øget VE-aftag.	Det Økologiske Råd
I lyset af de politiske ambitioner om en hurtigere udbygning med vindkraft og behovet for drastiske reduktioner af drivhusgasudledningen, herunder også i tung transport, ser Wind Denmark også et behov for at analysere muligheden for at introducere indirekte elektrificering via forskellige typer af ellagrings- og konverteringsteknologier (P2X-anlæg) i Danmark. I en rapport fra Energinet vurderes P2X-anlæg at kunne komme i spil inden 2030. Vi vil opfordre til, at dette i det kommende år bliver analyseret nærmere så forventninger hertil kan indarbejdes i AF20.	Wind Denmark

Svar:**Klassisk elforbrug**

Det klassiske elforbrug vurderes at udvikle sig som et resultat af på den ene side økonomisk vækst og på den anden side energibesparelser og mere energieffektive apparater.

Der er antaget en økonomisk vækst svarende til væksten i Regeringens Konvergensprogram 2019. Den økonomiske vækst resulterer i højere forbrug, og herunder et større forbrug af apparater og af varme (herunder elvarme). Voksende bygningsareal indebærer endvidere et øget forbrug af lys.

Elapparater spiller en væsentlig rolle i det klassiske elforbrug, og her indregnes effekterne af EU's produktstandarder (Ecodesign), som indebærer energieffektivisering af apparater.

Vedr. store datacentre:

Dansk Energi anfører, at der ikke er taget hensyn til planer om etablering af et stort datacenter i Østdanmark. Energistyrelsen er bekendt med, at der er overvejelser om etablering af et stort datacenter i Københavns-området. Energistyrelsen følger

udviklingen, men finder ikke at der, på det nuværende grundlag, er basis for at medregne elforbrug til store datacentre i Østdanmark.

Det er en relativ ny men velkendt problematik, at tilgængelighed i eksisterende transmissionsnet kan være afgørende for, hvorvidt virksomheder med potentielt højt elforbrug, herunder datacentre, vælger at realisere deres investeringsplaner. Indtil der foreligger en decideret politisk strategi for store elforbrugere i Danmark, vælger Energistyrelsen fortsat at tage udgangspunkt i COWI's centrale scenarie for elforbrug fra store datacentre.

Vedr. store varmepumper:

Der rejses spørgsmål ved de forudsatte COP-værdier i store varmepumper. Ved vurderingen af varmepumpernes elforbrug har Energistyrelsen så vidt muligt anvendt konkrete COP- værdier. Der er sondret mellem forskellige typer af varmepumper:

- COP-værdier for planlagte og eksisterende varmepumper er baseret på de faktiske COP-værdier for hvert eksisterende anlæg og de forventede værdier for hvert enkelt planlagt anlæg

- COP-værdier for rene "model-værker", dvs. værker der endnu ikke er planlagte, hvor der antages en værdi på 3,6 for luft til fjernvarme og 5,0 for varmepumper baseret på overskudsvarme fra industri o.l. I centrale områder indgår også fremtidige varmepumpe-anlæg baseret på havvand og geotermi, hvor der anvendes COP-værdier på hhv. 3,5 og 4,5.

Energistyrelsen vil se nærmere på variationen af COP-værdierne over året og dens afhængighed af udetemperaturen, og herunder om dette giver grundlag for ændring af COP-værdierne for de rene model-anlæg. Resultaterne heraf vil indgå i AF20.

Transport

Den nuværende fremskrivning opretholdes, men den igangværende Transportkommissions arbejde forventes at kunne give et væsentligt input til fremskrivningen af elbiler i kommende analyseforudsætninger.

Mht. en geografisk opdeling af elforbruget til vejtransport er Energistyrelsen ikke i besiddelse af et kvalificeret grundlag, men vil overveje, hvorvidt en opdeling kan indgå i senere analyseforudsætninger.

Elkedler

Elkedler udgør en mulighed for at erstatte en del af de fossilt baserede spidslastanlæg, og man kan forvente en fortsat udbygning med elkedler ud fra en række kriterier, der ikke kun er rent driftsøkonomiske. Energistyrelsen er enig og mener, at den beskrevne udvikling giver et repræsentativt billede af den forventede udvikling, men er klar over udfordringen ved fremskrivningen.



Energistyrelsen vil frem mod AF20 vurdere hvilke incitamentsstrukturer, der udover det økonomiske grundlag, kan ligge bag udbygningen med elkedler, og justere fremskrivningen af udviklingen hvis nødvendigt.

Ny type elforbrug

Det bemærkes i høringssvar at nye typer af større elforbrug til brint, elektrofuels og andre P2X ikke er medtaget. Energistyrelsen har ikke et aktuelt grundlag til at vurdere det fremtidige omfang af forbruget af el til P2X, men er enig i at nye typer af elforbrug kan forventes at få væsentlig betydning.

Disse typer af elforbrug indgår i Gasanalysen og i Havvindanalysen, som er igangsat som opfølgning på energiaftalen 2018. Analyserne vurderer de fremtidige muligheder for udnyttelse af de danske havvindpotentialer og af gasinfrastrukturen, og herunder el til P2X og andre nye typer af elforbrug. Resultater fra disse analyser vil indgå i fremtidige analyseforudsætninger.

PtX bør indgå

Energistyrelsen vurderer, at introduktion af PtX i større omfang i det danske energisystem forudsætter en vis teknologisk udvikling og formentlig skal ses i kombination med andre udviklinger, fx et overudbud af VE-el fra Danmark. Energistyrelsen er åben for at analysere mulige udfaldsrum og perspektiver for PtX i en dansk kontekst. På den baggrund vil Energistyrelsen kunne analysere mulige scenarier, som kan involvere PtX. For nuværende vurderes det ift. infrastrukturplanlægning robust at antage, at AF19 ikke inkluderer en væsentlig udbygning af PtX-anlæg i Danmark. Infrastrukturbehovet til evt. fremtidige PtX-anlæg vil således kunne være væsentligt forskelligt afhængig af, hvilken udvikling de i øvrigt ses i sammenhæng med.

Maksimaleffekt

Høringssvar	Afsender
<p>På møde om analyseforudsætningerne den 1. juli blev der sagt at de store varmepumper afbrydes:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Når elpriserne er meget høje2. Når der er udfordringer for elnettet <p>Om varmepumperne får drift ved høje elpriser, er et lastfordelingsspørgsmål og ikke et spørgsmål om afbrydelighed. Hvis omkostningerne ved drift af varmepumperne er lavere end varmesidens alternativ, på trods af høje elpriser, vil anlægget være i drift i disse timer. Og alternativt flyttes varmeproduktionen</p>	<p>CTR, HOFOR og VEKS</p>



<p>over på andre teknologier, hvis disse er til rådighed. I et fremtidigt fjernvarmesystem kunne det dog forestilles, at eldrevne anlæg udgør en væsentlig del af spidskapaciteten, og de kan derfor i nogle situationer være nødvendige at drifte, selvom elprisen er høj.</p> <p>Afbrydelse omfatter vel både situationer, hvor man skal undgå udfald af elnettet, men også situationer når elforbruget på en transformerstation bliver for højt ift. kapaciteten, til at der både er plads til el til varmepumper og til øvrigt elforbrug i det givne forbrugsområde. Dermed bliver risikoen for afbrydelighed i høj grad afgjort af den eksisterende belastning af transformeren plus nyttilkommet elforbrug.</p> <p>Overordnet set mener vi fortsat at forudsætningen på side 38 om forbruget til store varmepumper og elkedler antages at være afbrydelige og dermed ikke at påvirke effektspidsen er utilstrækkelig i en fremtid integrering af EI- og varmesystemerne.</p>	
<p>Varmelagre</p> <p>I det omfang at analyseforudsætningerne også anvendes til lastfordelingsanalyse kan eksisterende og besluttede varmelagre (i København: AMV-VAK, AVV-VAK og Høje Taastrup damvarmelager) i centrale områder med fordel medtages i analyseforudsætningerne, da de både bidrager til at holde elproduktionskapacitet inde i sommerperioden og flytter elproduktion mellem værker og mellem timerne.</p>	<p>CTR, HOFOR og VEKS</p>
<p>Vi finder at beregningen af maksimaleffekten formentligt giver et for lavt effektbehov. Der tages f.eks. som forudsætning, at små og store varmepumper ikke bidrager til at øge maksimaleffekten – dvs. det forventes, at de afkobles når maksimaleffekttidspunktet indtræffer. Det er nok en optimistisk tolkning, og hvis den skal være korrekt, så vil dette kunne ses som et forøget forbrug af f.eks. gas netop på tidspunktet med maksimaleffekt på el-siden og dermed formentligt et større pres også på gas-siden.</p>	<p>Det Økologiske Råd</p>
<p>Vi anerkender, at hensynet til den geografiske fordeling af maksimaleffektbehovet ligger hos Energinet. Og vi vil i den sammenhæng fremhæve, at en uhensigtsmæssig geografisk fordeling af maksimaleffekt på hhv. produktion og forbrug kan medføre, at der skal investeres ekstra i både transmissions- og</p>	<p>Det Økologiske Råd</p>



<p>distributionsnet samt resultere i behov for ekstra effekt, der er nødvendig udelukkende af lokale hensyn.</p>	
<p>Er det fortsat retvisende at bruge den valgte metode til at omregne det uspecificerede forbrug til maksimal effektværdi? Ved denne metode antager man, at profilen for elforbrug ikke ændrer sig i fremtiden (og ikke har ændret sig siden metoden og profilen blev fastlagt). Med store ændringer i elsystemet og elforbruget i de forskellige sektorer, er det ikke sikkert, at forbrugsprofilen vil forblive den samme. Med de store ændringer som systemet vil gennemgå specielt i den sidste del af perioden for analyseforudsætningerne, hvor langt hen giver det så mening at basere sig på ét historisk, aggregeret tal. Specielt med tanke på, hvor afgørende maksimaleffekten er for dimensioneringen af fremtidens elnet.</p> <p>Derfor bør metoden genovervejes grundigt, og ses i sammenhæng med hele processen fra metoden til prognoser for årligt energiforbrug og maksimalt effektbehov til måden disse tal detaljeret anvendes i analyser og planlægning af el- og energisystemer. Disse overvejelser bør også inkludere fleksibelt forbrug, elkedler og varmepumper.</p> <p>Forbrug til store varmepumper og elkedler antages at være afbrydelige og dermed ikke påvirke effektspidsen. Hvad hvis elkedler f.eks. ikke ønsker at være afbrydelige? Det er ikke alle elkedler, som vil være ikke-afbrydelige. Man bør desuden være opmærksom på, at sammenhænge mellem et presset elnet, høje elpriser og behov for at køre med elkedler og varmepumper, ikke kan repræsenteres via maksimaleffekten.</p> <p>Hvis ikke elkedler og varmepumper tages med i analyseforudsætningerne, vil der ikke være plads i elnettet til dem, og de vil derfor ikke have anden mulighed end at blive afbrydelige (en slags selvopfyldende profeti). Elkedlerne bør derfor delvist medregnes i netplanlægningen. Alternativt ville elkedlerne kunne tilslutte sig i distributionsnettet og på den måde "tvinge" sig til ikke-afbrydelighed. Dette er dog ikke en hensigtsmæssig måde at gøre det på, da det mest samfundsmæssigt optimale må være at dimensionere transmissionsnettet "korrekt". <i>Hvis elkedler og varmepumper ikke inkluderes i analyseforudsætninger og metoder til netplanlægning, så er det reelt en hindring for en grøn omstilling af fjernvarmen og Danmarks energisystemer. Derudover er det en forskelsbehandling på elforbrug i fjernvarme i forhold til andre typer af elforbrug, fx elbiler.</i></p>	Grøn Energi



Det var Dansk Energis indtryk, at Energistyrelsen vil igangsætte en analyse/undersøgelse af store varmepumpers, datacentres og elbilers påvirkning af effekttrækket. Dette arbejde ser vi frem til, og stiller os gerne til rådighed for yderlige samarbejde omkring effektforbrug.	Dansk Energi
Som nævnt ovenfor er det fortsat yderst bekymrende, at Energistyrelsen antager, at elforbrug til varmepumper og elkedler er fuldt afbrydeligt, uden at der implementeres tiltag for at sikre dette. Som Energistyrelsen selv nævner i AF19, så kan dette ikke altid forventes at gælde. Vi ser derfor frem til at følge Energistrelsens videre arbejde med en ny metode – og nye antagelser – omkring afbrydeligheden af disse anlæg, gerne allerede i den endelige version af AF19.	Ørsted
Vi bemærker at Energistyrelsen anerkender at store varmepumper og elkedler i fjernvarmesystemet ikke nødvendigvis kan betragtes som afbrydelige. Vi er enige i denne betragtning. I visse tilfælde vil varmepumper indgå som et element i et fjernvarmesystem, hvor afbrydelighed kan være en mulighed. I Aarhus undersøges for øjeblikket muligheder for at lade store varmepumper indgå i varmeforsyningen som en del af grundlasten. I sådanne tilfælde kan afbrydelighed komme i karambolage med forsyningssikkerhed. AVA vil snarest muligt fremsende konkrete eksempler på hvilke forudsætninger omkring driften af store varmepumper, der anvendes i analyse- og planlægningsarbejdet.	AffaldVarme Aarhus

Svar:

Energistyrelsen kvitterer for de gode input til fremskrivning af maksimaleffekt. Energistyrelsen anerkender, som tidligere nævnt, behovet for at belyse emnet nærmere, og forventer at en ny metode til effektfremskrivningen vil kunne håndtere disse udfordringer. Indtil en ny metode til effektfremskrivningen er udarbejdet, har Energistyrelsen ifm. AF19 skønnet effektpåvirkningen, og ser frem til fortsat dialog og vidensdeling med branchen frem mod AF20.

På baggrund af høringssvar samt Energistrelsens vurdering, antages det fortsat, at elkedler ikke påvirker maksimaleffekten, hvorimod effektspidspåvirkningen fra store varmepumper skønnes til 50 % af installeret kapacitet i både DK1 og DK2 i dag, og falder til 10 % i 2030 og til 0 % i 2040.



Elkedler

Det er Energistyrelsens generelle vurdering, at elkedler - hvor udgifter til el udgør den langt væsentligste omkostning - vil deltage aktivt i de forskellige elmarkeder, herunder regulerkraftmarkederne. Det må således antages, at elkedlerne, såfremt de er i drift, som udgangspunkt vil være i stand til at tilbyde opregulering i effektpressede situationer, ligesom de principielt vil kunne reducere deres eventuelle elforbrug i tilfælde af interne netflaskehalse. Yderligere er det Energistyrelsens vurdering, at olie- og gaskedler og varmelagre, også i en fremtid med lave emissioner, vil udgøre den primære reservekapacitet til varmespidslast, om end der kan være undtagelser herfor.

Det er derfor Energistyrelsens vurdering, at de seneste års driftsmønstre af elkedler ikke kan anvendes 1:1 ift. vurdering af, hvorvidt det er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt at udbygge elinfrastrukturen så elkedlerne kan være uafbrydelige.

Energistyrelsen er opmærksom på, at de nuværende virkemidler og eventuelle rammevilkår herfor kan være mangelfulde ift. at sikre en fuld fleksibel drift af elkedlerne. Det er dog Energistyrelsens bedste bud, at dette vil blive håndteret inden for en nærmere årrække.

Ift. AF19 antages det således fortsat, i tråd med tidligere års analyseforudsætninger, at elkedler ikke har indflydelse på maksimaleffekten. Energistyrelsen er også fremadrettet interesseret i at undersøge emnet nærmere, og vil meget gerne modtage yderligere input fra aktørerne, som kan bidrage til at belyse de samfundsøkonomiske konsekvenser ved antagelsen om fuld afbrydelighed.

Store varmepumper

For så vidt angår store varmepumper, er det Energistyrelsens vurdering at en relativt stor andel (anslået 50%) af disse i dag ikke deltager eksplicit i day-ahead eller regulerkraftmarkeder. Energistyrelsen vurderer dog ikke, at dette skyldes tekniske vanskeligheder, men snarere en forsigtighedstilgang hvor større eldrevene varmepumper stadig ses som en relativt ny teknologi, og hvor de praktiske erfaringer med fleksibel drift endnu er få. Over tid forventes derfor at de fleste varmepumper vil agere på forskellige prissignaler.

Udviklingen i andelen af installeret varmepumpeeffekt(el), som indgår i maksimaleffekten, i hhv. DK1 og DK2 er vist i nedenstående tabel (der interpoleres lineært mellem nedslagspunkterne).

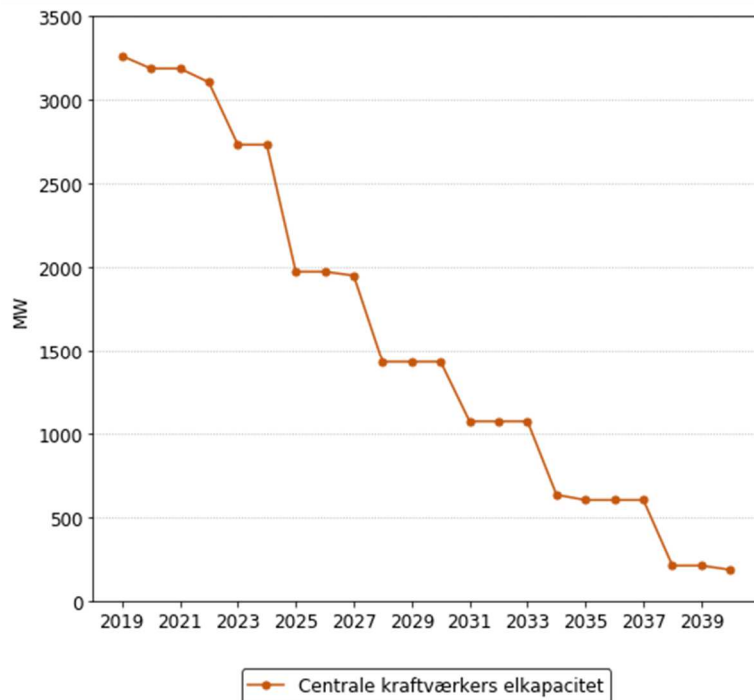
	2019	2030	2040
DK1	50 %	10 %	0 %
DK2	50 %	10 %	0 %



Elproduktionskapacitet

Kraftværker

Høringssvar	Afsender
<p>Elproduktionskapacitet</p> <p>Side 41 afsnit 3 skrives: <i>"I fravær af konkrete planer om omstilling til alternative teknologier, er det endvidere antaget, at værkerne bliver levetidsforlænget med minimum 25 år efter ombygning eller opgradering, også selv om varmeaftalen udløber."</i></p> <p>Et kraftvarmeværk der levetidsforlænges, vil ofte have 10-15 år længere levetid og ikke 25 år.</p> <p>Det kan ikke ses af figur 25, at AVV1 forventes permanent ud af drift efter 2033.</p> <p>Side 44 øverst skrives, at AVV1 forventes forlænget et år efter udløb af varmeaftalen med Ørsted, men herefter forventes værket lukket. Der er ingen planer om at forlænge levetiden af AVV1 ud over varmeaftalens levetid.</p> <p>Der står i Tabel 9 på side 43, at HCV8 forventes i drift til og med 2026, hvilket også er vores forventning. På side 44 står der dog, at HCV8 forventes lukket med udgangen af 2028, hvilket må være en fejl.</p>	CTR, HOFOR og VEKS
<p>Vi er generelt enige i, at meget decentral naturgaskapacitet sandsynligvis vil blive skrottet pga. lave indtægtsmuligheder på elmarkedet, grundbeløbets bortfald og konkurrence fra billigere varmeproduktionsanlæg.</p> <p>For de centrale værker er vi ikke enige i, at et fravær af konkrete planer skal føre til en automatisk levetidsforlængelse af kraftværksblokkene. Vi vurderer ikke, at dette er en realistisk antagelse. Her skal det huskes, at der skal være et incitament for at levetidsforlænge anlæg.</p> <p>En mere realistisk antagelse vil være at kraftværksblokkene lukker enten 25 år efter levetidsforlængelse eller ved udløb af en lang varmeaftale. Dette er forventningen hos mange varmeselskaber. Under denne antagelse vil man få følgende udvikling i den centrale kraftværkskapacitet:</p>	Grøn Energi



Dette er et noget andet billede end i AF19, hvor vores vurdering er, at forventningerne om tilgængelig central kraftværkskapacitet i AF19 er for høje. Kraftværkernes elkapacitet er en vigtig antagelse eftersom det har betydning for resten af elsystemet. Det er derfor afgørende, at AF19 ikke er urealistisk "optimistisk" med hensyn til tilgængelige elproduktionskapacitet. Vi har forståelse for, at en væsentlig ændring her (som er det, som vi foreslår), vil have konsekvenser mange andre steder i AF19, og derfor vil kræve en indsats at indarbejde. Vi mener dog, at det er afgørende vigtigt, at disse justeringer gennemføres, så planlægningen af fremtidens elsystem ikke undervurderer udfordringer.

På side 42 står det at Fynsværket lukker i år 2025. Menes der den kulfyrede Blok 7 eller hele Fynsværket?

Derudover ser det ud til at en del elproduktionskapacitet i de decentrale fjernvarmeområder mangler. Flere anlæg på f.eks. affald står anført som erhvervsværker i Energiproducenttællingen og indgår derfor ikke i jeres opgørelse af elproduktionskapacitet i de decentrale fjernvarmeområder. Dette på trods af at anlæggene ligger i decentrale fjernvarmeområder og leverer varme hertil.



<p>Vi vil også gerne kvittere for, at der i AF19 nu er inkluderet en oversigt over udløbsdatoer for de store anlægs varmeaftaler, idet elektrificeringen af varmesektoren ikke kun bør målrettes de anlæg der i dag anvender fossil energi, men også løbende må forventes forberedt og påbegyndt som led i en generel elektrificering og omstilling væk fra at anvende store mængder importeret biomasse i fjernvarmesektoren.</p>	Wind Denmark
<p>Det er en klar forbedring af forudsætningerne, at de nu konsekvent indeholder varmekontraktens udløb for de centrale værker. Det bør dog være tydeligt, hvor der antages levetid udover kontraktens udløb, da disse forlængelser er meget usikre uden at yderligere virkemidler, kommer i spil.</p> <p>Decentral kapacitet (uden regulerkraft) virker til at være i tråd med den faktiske produktion fra decentrale værker. Det er dog usikkert, hvordan de decentrale regulerkraftværker indgår i elsystemet og hvilken rolle de spiller? Kan man eksempelvis regne med kapaciteten som forsyningssikkerhed eller leverer de blot kraft til industrianlæg?</p> <p>Kontraktløbetiden mellem de centrale reserveanlæg og Energinet bør også fremgå tydeligt, så det er muligt at skelne, hvornår der er tale om nye køb af reservekapacitet og hvornår de eksisterende kontrakter udløber.</p>	Dansk Energi
<p>Afsnit 5.1 – Kraftværker</p> <p>Energistyrelsens fremskrivning af den centrale kraftværkskapacitet er ændret betragteligt siden sidste års analyseforudsætninger, særligt pga. kendskab til- og anvendelse af Ørsteds varmeaftaler samt opdaterede forudsætninger for omstillingen af FYV7 og NJV3 som følge af den sandsynlige dispensation fra kraftvarmekravet. Den opdaterede fremskrivning er overordnet set væsentlig mere i tråd med Ørsteds forventning til den centrale kraftværkskapacitet i fremtiden, men der er fortsat enkelte antagelser i Energistyrelsens fremskrivning, som vi gerne vil kommentere på:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Ombygning eller opgradering af anlæg antages at indeholde en levetidsforlængelse på minimum 25 år. Det nuværende fokus hos varmeselskaberne på såkaldt brændselsfri varmeproduktion peger dog på en betydelig sandsynlighed for en tidligere reduktion i varmebehovet	Ørsted



fra de pågældende anlæg, hvilket kunne pege på en tidligere lukning og et tidligere fald i elproduktionskapacitet. Ydermere vil vi gerne henvise til antagelserne gjort i VE-lovens §45a, hvor ombyggede anlæg antages at afskrives over (levetidsforlænges i) 15 år, samt til Teknologikataloget, hvor det antages, at ombyggede anlæg levetidsforlænges i 15 år. Konsistens mellem de forskellige kilder til forudsætninger udarbejdet af Energistyrelsen til brug for bl.a. Energinets analyser ville øge troværdigheden.

2. Det antages at reservekapaciteten fastholdes i hele perioden på trods af, at aftaler med reserveværkerne udløber tidligt i fremskrivningsperioden. Ved at gøre denne antagelse, må det gælde, at Energistyrelsen vurderer, at Energinets behov for reservekapacitet frem mod 2040 vil have samme størrelse som i dag. Den fastholdte reservekapacitet i AF19 er dog ikke problemfri, da anvendelsen af denne fremskrivning som base case i Energinets vurdering af behov for reserver vil medføre, at der ikke nødvendigvis tegner sig noget additionelt behov, og at der dermed ikke sikres de rette virkemidler til at understøtte, at den fremskrevne reservekapacitet rent faktisk fastholdes. Energinet skal bruge AF19 til at vurdere, hvor meget reservekapacitet de har brug for – men hvis reservekapaciteten allerede findes i AF19 fremskrivningen, så ser Energinet ikke noget behov for anvendelse af nye virkemidler til at sikre kapaciteten.
3. Ørsted har forsøgt at genskabe Energistyrelsens fremskrivning af kapaciteten for de enkelte centrale anlæg på basis af datasættet i bilaget til AF19 og beskrivelserne i rapporten. Det vil, som også nævnt af Dansk Energi under høringsprocessen for AF18, øge transparensen af fremskrivningen, hvis Energistyrelsen inkluderer den værksspecifikke udvikling i baggrundsdata. Vi gør i øvrigt opmærksom på, at det, i vores forsøg på genskabelse af forudsætningerne, ser ud til, at den nedskrevne kapacitet for ASV2 på 28 MW er talt med 2 gange, dels som eksisterende kapacitet og som ny kapacitet. Såfremt det er korrekt bemærket, så bør det rettes i den endelige version af AF19.

Svar:



Forløbet i kraftværkskapaciteten i prognoseperioden

Det forudsatte forløb i fremskrivningsperioden for kraftværkskapaciteten er naturligvis behæftet med stor usikkerhed. For de centrale værkers vedkommende er det forventede forløb baseret på en række forskellige input. For en stor dels vedkommende afspejler forløbet enten varmekontrakternes løbetid eller aktivejers udmelding omkring deres ønsker til udfasning af kulblokke. Forløbet i fremskrivningsperioden er desuden baseret på værkernes varmegrundlag og specifikke situation - samt ikke mindst en specifik vurdering af hver enkelt blok baseret på dialog med de centrale aktører og deres forventninger til fremtiden. Dialog med aktivejer og varmeforsyningsselskaberne har været centrale i antagelserne omkring levetiden af de forskellige blokke.

Der er foretaget rettelser i AF19 rapporttekst og tilhørende figur over kapacitetsudviklingen for så vidt angår levetiden for AVV1 (kører til udgangen af 2033) og HCV8 (kører til udgangen af 2026). De 28 MW på ASV2 kører kun frem til og med 2022 og tages derefter ud.

Ligeledes var der i høringsudgaven angivet antagelser om levetidsforlængelser på 25 år, hvilket er rettet i den endelige udgave. Som udgangspunkt forventer Energistyrelsen, at levetidsforlængelser dækker omkring 15 års drift, men dette kan variere for de enkelte værker. Den forventede levetid inkl. nye forlængelser er derfor individuelt vurderet ud fra dialogen med aktørerne.

Decentrale værker

Den decentrale kraftværkskapacitet (dækkende alle brændselstyper herunder f.eks. affald samt værker i industrien) er både placeret i decentrale fjernvarmeområder, men også i de centrale fjernvarmeområder, hvor et eller flere centrale kraftværker leverer varme til. Figur 25 vedrører kun de decentrale værkers kapacitet i decentrale fjernvarmeområder hvorfor f.eks. kun en andel af de affaldsfyrede industrielle værker indgår heri og resten er beliggende i centrale fjernvarmeområder.

Decentral regulerkraft

De decentrale regulerkraftanlæg indgår som en del af den tilgængelige kraftværkskapacitet på samme vis som de øvrige decentrale værker. Således er industriel kraftvarme også inkluderet i fremskrivningen for decentral kapacitet. De decentrale regulerkraftanlæg forventes at stå til rådighed for elsystemet med deres angivne kapaciteter og kan derfor levere el til nettet, både i normalsituationer, når det er mulighed for det i elmarkedet (dvs. disse værker som alle andre værker kan byde ind med kapacitet på day-ahead markedet.) og i særlige situationer med kapacitetsmangel. I Redegørelse for elforsyningssikkerhed anvendes AF som grundlag, men der foretages efterfølgende følsomhedsanalyser på den tilgængelige kapacitet.

Reservekapacitet

Energinet fastsætter løbende behovet for reserver baseret på egne analyser og mere kortsigtede prognoser, som det fremgår af deres hjemmeside. Energinet antages at sikre reservekapaciteten gennem udbud i hele fremskrivningsperioden i tråd med de til enhver tid gældende regler på området.

Fastholdelse af den centrale reservekapacitet i Analyseforudsætningerne skal derfor ses som værende beregningstekniske antagelser, da de har som primært formål at støtte op om den langsigtede netplanlægning og ikke i sig selv begrænser Energinets muligheder for at udbyde systemydelser.

Fremskrivningen af den centrale reservekapacitet er forbundet med særlig stor usikkerhed, da den bl.a. afhænger af udviklingen i de forskellige markeder for systemydelser og mulighederne for national etablering af strategiske reserver. Grundet denne store usikkerhed er det valgt at fastholde den eksisterende kapacitet fremadrettet i Analyseforudsætningerne.

Detaljeringsniveau

Det valgte detaljeringsniveau vedrørende de enkelte kraftværker herunder værkernes varmekontrakter samt forhold såsom kontraktlængderne for reservekapacitet er en vægtning mellem at tilvejebringe et detaljeret indblik, men samtidigt holde rapporten på en overordnet systemniveau. I denne sammenhæng henviser Energistyrelsen igen til, at den tiltænkte anvendelse af Analyseforudsætningerne er Energinet, hvor de efterspurgte detaljer alene vil bidrage til en styrket indsigt og forståelse for metoderne bag AF. I forbindelse med AF2020 vil detaljeringsniveauet dog blive vurderet igen.



Vindmøller

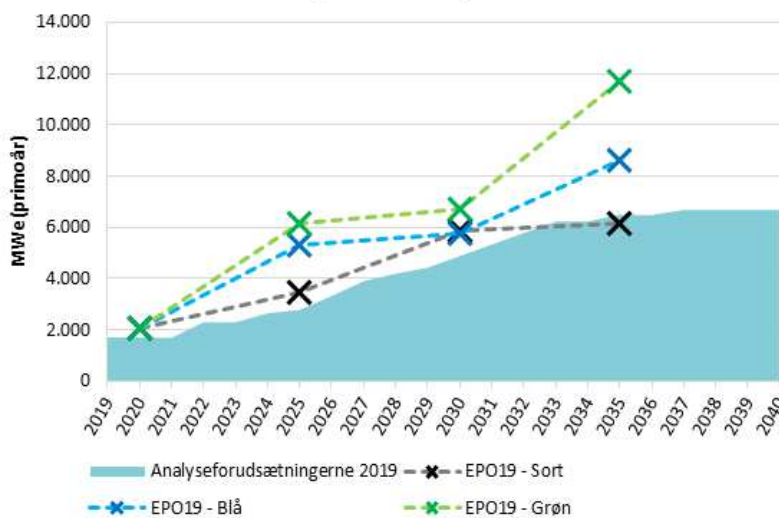
Høringssvar	Afsender
<p>Havvind</p> <p>Vi er klar over at AF19-høringsudkastet er udarbejdet inden de for nyligt overståede regeringsforhandlinger, hvorfor det er naturligt, at udkastet ikke tager højde for den politiske forståelse der er indgået mellem Socialdemokratiet, Radikale Venstre, SF og Enhedslisten. Den endelige udgave af AF19 bør naturligvis tilrettes så den afspejler opdaterede forventninger til et øget ambitionsniveau i dansk klima- og energipolitik. Vi finder det meget væsentligt at påpege, at Energinet, i lyset af den nye politiske forståelse, bør planlægge elnettet ud fra en forudsætning om en væsentligt kraftigere og accelereret udbygning med havvind inden 2030, og altså væsentlig flere havmøller end de tre offshoreparker der er aftalt i Energiaftalen fra 2018.</p> <p>Energistyrelsens anvendelse af en de facto "frozen policy"-tilgang for havvind frem mod 2030 er ude af trit med de politiske signaler og uhensigtsmæssig, da Energinets planlægning bør tage bestik af de politiske udmeldinger om skrappe klimamål i 2030 og ønsket om flere havmølleparker inden 2030. Af samme grund er det anvendte modeltekniske "loft" for VE-el svarende til 100% af Danmarks elforbrug heller ikke hensigtsmæssig, da det er helt ude af trit med både erhvervets og de politiske forventninger til hvad der vil være et bedste bud på en udvikling som Energinet bør planlægge efter.</p> <p>Afsnittet på side 51 som lyder "<i>Energistyrelsen skønner, at der er et betydeligt potentiale for yderligere havvind i Danmark, og er som opfølgning på energiaftalen i gang med en ny screening af de danske farvande. Kortlægningen skal omfatte lokaliteter for op til 10 GW havvind.</i>", skal opdateres da den omtalte screening er færdig og offentliggjort.</p>	Wind Denmark
<p>Landvind</p> <p>Wind Denmark har med interesse læst baggrundsnotatet om landvindudbygning "Fremskrivning af landvind" og finder at notatet på rigtig god, nøgtern og nuanceret vis formår at tegne et sandsynligt fremtidsbillede af udviklingen i en situation som er behæftet med betydelig usikkerhed som notatet også gør opmærksom på.</p>	



<p>Wind Denmark er enig med Energistyrelsen i at der er stor usikkerhed i forhold til potentialet for vindmølleprojekter med PPA-baseret finansieringsgrundlag. Wind Denmark mener på den baggrund at det er 'til den friske side' når Energistyrelsen skriver at "<i>Det vurderes, at de projekter som deltager i udbuddene, men ikke vinder, vil med overvejende sandsynlighed blive realiseret på anden vis, da de har været længe undervejs og allerede har afholdt en del udviklingsomkostninger.</i>" Wind Denmark vurderer at der er en ikke ubetydelig risiko for at nogle projekter ikke vil kunne finde finansiering ved hjælp af PPA-kontrakter, da projekternes, projektudviklervirksomhedernes og PPA-offtakernes karakter står i vejen herfor. Wind Denmark har eksempelvis kendskab til at der er IT-giganter bag datacentre som ikke har interesse i små vindmølleprojekter.</p> <p>Wind Denmark bemærker at Energistyrelsens forventning til opstilling i 2019 tilsyneladende ikke tager højde for Hirtshalsprojektet på 14 MW.</p>	
<p>Endelig savner vi lidt mere om, hvad der kan forventes at ske med princippet og tilskudsordningen som "teknologineutrale udbud", når nu tilskudsbehovet efter al sandsynlighed ender "under nul". Her vil der så være behov for en debat om, hvordan man kan sikre placeringer til nye anlæg på land og ved kysten, og deres tilhørende transmissionsanlæg snarere end en debat om tilskud.</p>	Det Økologiske Råd
<p>Landvind</p> <p>Dansk Energi beregner et antal fuldlast-timer på ca. 3000 for landvindmøller opstillet efter 2008, hvilket er marginalt lavere end Energistyrelsen. Antallet forventes øget til 3100 DK1 og 3400 i DK2 for vindmøller etableret fra 2020 hvilket virker højt, specielt for DK2.</p> <p>Antallet af fuldlasttimer er betinget af flere forhold, herunder totalhøjden. Teknologikataloget vurderer produktionen øges med 2% for hver gang nacellehøjden øges med 5 m. En forudsætning for en væsentlig forøgelse af antallet af fuldlasttimer er justering eller ophævelse af højde-begrænsningen på 150m.</p> <p>Den danske portefølje af landvindmøller med en individuel installeret effekt på over 25 kW udgør 4000 enheder. Sammenholdes Energistyrelsens fremskrivning af kapacitetsudbygningen (2286 MW i 2019-2030) med Teknologikatalogets middelkapaciteten for 2020 onshore turbiner</p>	Dansk Energi



<p>medfører kapacitetsudbygningen på ca. 2,2 GW etablering af 544 vindmøller.</p> <p>Hvis levetiden for den eksisterende vindmølle-portefølje øges til 30 år, bl.a. som følge af gode afregningspriser og stadig flere professionelle aktører, der ejer og driver ældre vindmøller udgør det kombinerede antal installerede turbiner i 2030 1834 (etableret 2000-2018) samt 544 (etableret 2021-2030) samt eventuelle turbiner etableret i 2019-2020. Dermed øges antallet af turbiner til 2378.</p> <p>Afhængig af omkostningerne forbundet med at levetidsforlænge den eksisterende landvindmølleportefølje, prissætningen på den eksisterende vindmøller samt implementeringsmodellen for loftet bestemt af staten kan udbygningen hurtigt begrænses af 1850-loftet.</p>	
<p>Havmøller</p> <p>Det bemærkes, at de 3 havmølleparker vedtaget i Energiaftalen er relativt små og lagt så sent som overhovedet muligt i forhold til ønsker i Energiaftalen.</p> <p>Der kan rejses spørgsmål ved om det ikke strider imod intentionen i aftalen samtidig med, at en jævn spredning af udbygning alt andet lige vil understøtte en billigere udbygning.</p> <p>Sammenholder vi vores egne modelberegninger for udbygningen for havvind i Danmark med analyseforudsætningerne, fremstår analyseforudsætningerne meget uambitiøse. Udbygningstakten i analyseforudsætningerne følger takten fra det Sorte scenarie i Elpris Outlook 2019. Selv et "business as usual" scenarie som det Blå, medføre en større og hurtigere udbygning med havvind i Danmark end i analyseforudsætningerne.</p> <p>Det er afgørende for havvindsudbygningen at Energinet stiller nok transmissionskapacitet til rådighed, og derfor bør der som minimum indgå en følsomhed for en ambitiøs udbygning af havvind i analyseforudsætninger, som lever op klimamålsætningerne.</p>	Dansk Energi

<p style="text-align: center;">Havmøller Kapacitet i Danmark - Elpris Outlook 19 og Analyseforudsætninger 19</p>  <p>Figur 1: Udbygning med havvind i Danmark, Energistyrelsens Analyseforudsætningerne sammenlignet med Dansk Energis Elpris Outlook 19(EPO19)</p>	
<p>Afsnit 5.2.2 – Havvind og kystnære møller</p> <p>Forslaget til fremskrivning af udbygningen med havvind vurderes at være i den konservative ende. Vi har forståelse for, at Energistyrelsen tager højde for Danmarks mulighed for at integrere den producerede el fra havvinden, og derfor ser et begrænset behov for den elproduktion, der vil produceres i Nordsøen. Ørsted vil i denne sammenhæng gøre opmærksom på de tre følgende grunde til at øge potentialet for havvind i dansk farvand:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Europa Kommissionens seneste udgivne roadmap, der angiver at en opfyldelse af Paris-aftalen vil kunne ske mest optimalt ved en etablering af 400-450 GW havvind frem mod 2050. Det må antages ud fra omkostningsmæssige betragtninger, at størstedelen af denne havvind skal etableres i Nordsøen, hvor der findes de bedste produktionsmuligheder, og derfor at mere end 6 GW af disse havmøller vil blive etableret i dansk farvand. Hvis EU skal leve op til Paris-aftalen, må der derfor forventes en markant større udbygning i Danmark end antaget i udkastet til AF19. En del af den danske udbygning vil potentielt kunne blive sendt direkte til vores nabolande uden at være tilsluttet til det danske elnet, men en del af udbygningen også til den europæiske decarbonisering må forventes at blive tilsluttet til det danske elnet og derfra blive transporteret til vores nabolande. 	<p>Ørsted</p>



<p>2. Potentialet i dansk farvand understøttes i Energistyrelsens egen screeningsrapport, hvor der angives, at det samlede potentialeområde for placering af havvind på det danske søterritorium, under de givne kriterier, vil kunne rumme ca. 40 GW havvind. Hertil kommer et yderligere potentiale der findes på dybere hav og større afstand til Danmark.</p> <p>3. Regeringens forståelsespapir, der angiver muligheden for at Danmark senest i 2030 bygger den første "energiø" med minimum 10 GW tilkoblet skal undersøges,</p> <p>Ørsted finder i lyset af de tre ovenstående årsager ikke, at en samlet kapacitet på 6 GW havvind i 2040 reflekterer de politiske ønsker om net-zero og opfyldelse af Paris-aftalen. 6 GW vurderes derfor ikke at være: "det bedst mulige bud på den forventede fremtidige udvikling i energisystemet og ikke kun den udvikling, der kan forventes med gældende regulering", jf. AF19 side 8.</p> <p>Netop udviklingen af elsystemet vil afhænge af etablering af tilstrækkelig transmissionskapacitet både i det danske og europæiske energisystem, herunder forbindelser til udlandet. Forbindelserne skal sikre eksport af store mængder el og gøre Danmark til et vigtig forsyningsområde af ren strøm til de store forbrugsområder i Europa. Hvis det store danske havvindspotentiale ignoreres i Energinets vurdering af fremtidige samfundsøkonomisk sunde investeringer i infrastruktur er det Ørsteds bekymring, at det vil være en barriere for Europas mulighed for opfyldelse af Paris-aftalen og udnyttelse af det erhvervspotentiale, der ligger i at levere konkurrence dygtig vedvarende elproduktion til vores nabolande.</p> <p>Ørsted forslår, at der er AF19 indgår en anmodning til Energinet om, at inddrage – som minimum i form af en følsomhedsberegning – det store danske havvindpotentiale i vurderinger af udbygningsbehov i den danske elnet.</p>	
<p>Overordnet set finder vi at analyseforudsætningerne vedr. udviklingen i kraft-varmekapacitet i de centrale områder stemmer fint overens med vores forventninger. Det er vores forventning af kraftvarmekapaciteten i vores varme-område vil blive reduceret i perioden frem mod 2040. Det er ligeledes vores forventning, at den reducerede kapacitet primært vil blive erstattet dels af el-drevne varmepumper og dels af el- og biomassekedler.</p>	AffaldVarm e Aarhus



Vi har en korrektion til tabel 9 side 43, hvor det fremgår at varmeaftalen om SSV4 udløber 31.12.2019. Der er indgået en ny varmeaftale mellem Ørsted og AVA, hvor SSV4 stilles til rådighed som spids- og reservelast AVA. Den nye aftale til og med 31.03.2022.	
---	--

Svar:

Havvind:

Energistyrelsen er enig i, at der er et stort uudnyttet potentiale for havvind i Nordsøen. En udbygning i størrelsesordenen 10 GW kræver dog en dybere analyse af mulighederne for effektiv integration af den genererede el. En større udbygning må forventes at skulle gå hånd i hånd med en større eksport af el til udlandet, en dansk produktion af PtX og/eller en yderligere elektrificering af diverse sektorer.

Energistyrelsen er således enig i, at den langsigtede udbygning af havvind kan være højere end det i AF19 beskrevne. Men det er Energistyrelsens vurdering, at en udvikling, hvor der etableres og forbindes væsentligt mere VE-elkapacitet til det danske elsystem, end det nationale forbrug modsvarer, kun vil være aktuel i et forløb hvor i) det omgivende energisystem er omstillet med en høj grad af sektorkobling (elektrificering og PtX), eller ii) der etableres væsentlige eksportmuligheder for den ekstra vindkraft-genererede el. Dermed vil en markant forøget havvindudbygning, udover det i høringsversionen antagede, medføre substantielle ændringer til en række afledte parametre i AF. Det vurderes, at infrastrukturbehovet vil være væsentlig afhængigt af, hvilken udvikling i energisystemet i øvrigt, som kombineres med en øget udbygning af havvind udover den i AF indeholdte. Energistyrelsen har, i perioden siden høringsfristens udløb d. 8/8 2019, ikke haft mulighed for at gennemregne sådanne alternative scenarier med en re-vurdering af sandsynligheden for, om nogen af disse kan være et mere realistisk "bedste bud".

Af den årsag fastholdes udbygningstakt og omfang af havvind i AF19.

Landvind:

Støtte til landvind

Energistyrelsen vurderer at projekter, der ikke vinder udbuddene, vil finde en anden metode til finansiering. Dette forventes ikke udelukkende at være igennem PPA-kontrakter og den forventede udbygning er den totale udbygning igennem alle finansieringsmulighederne.

Hirtshalsprojektet.

De 4 møller med en total kapacitet på 16,8 MW planlagt opstillet på Hirtshals havn er tilføjet med forventning om etablering i oktober 2019.

Fulldlasttimer

Energistyrelsen beregner historiske fulldlasttimer ud fra stamdataregistret for vindmøller. Fulldlasttimerne for landvind er baseret på den årlige vindkorrigerede produktion per installeret kapacitet. Da størstedelen af mængden af landvind opstillet i DK2 mellem 2014 og 2019 allerede er etableret, må det forventes, at fulldlasttimerne gennemsnitligt forbliver i området 3400 timer, selvom dette er højere end forventet i teknologikataloget. Dette kan skyldes mere favorable placeringer.

I forbindelse med energiaftalen er der givet mulighed for højere landvindmøller end de tidligere maksimale 150 m. Derfor forventes den fremtidige udvikling i fulldlasttimer at følge teknologikataloget uden begrænsninger for højden.

Med antagelsen om 30 års levetid for møller etableret mellem år 2000 og 2018, vurderer Energistyrelsen at der er ca. 1200 møller fra disse årgange i 2030.

Sikrede placeringer til landvind

Der vil fortsat være mulighed for at etablere landvindmøller uden for et udbud. Frem mod 2030, forventes det, at en del møller kan opstilles som erstatning for ældre nedtagne møller.



Solceller

Høringssvar	Afsender
Solceller <i>Tekniq refererer til en analyse de selv har fået udarbejdet, og som viser:</i> Den installerede solcellekapacitet forventes at stige fra ca. 1.000 MW til mellem 3.200 og 4.000 MW i 2030. Udbygningen forventes altovervejende at ske som store markanlæg, mens andelen af bygningsintegrerede solceller kun forventes udbygget meget begrænset.	Tekniq
<p>Det er Dansk Energis indtryk, at Energistyrelsen har lagt en del arbejde i at få solcelleudbygningen mere retvisende. Efter vores mening flugter udbygningen nu med den kortsigtede pipeline. Det er dog et ønske fra os, at der, ligesom vi foreslår ved havvind, arbejdes med et mere ambitiøst scenarie for udbygningen for det tilfælde, at udbygningen går stærkere end forudset, således at Energinet ikke bliver flaskehalsen ved en accelereret udbygning.</p> <p>Dansk Energis medlemmer oplever desuden i stigende grad, at netop Energinet er en flaskehals for udbygningen med solceller eksempelvis på Lolland. Derfor kan det tænkes, at en yderligere geografisk opdeling af placeringen af nye anlæg kunne hjælpe Energinet i deres arbejde med at stille transmissionskapacitet til rådighed for nye VE anlæg.</p>	Dansk Energi

Svar:

Energistyrelsen er bekendt med at der kan opstå flaskehalse i transmissionsnettet ved udbygning af sol- og vindkapacitet på nogle lokaliteter, Energistyrelsen har ikke aktuelt et grundlag for at vurdere den geografiske fordeling af nye sol- og vindanlæg, men vil overveje i hvilket omfang en geografisk opdeling vil kunne indgå i fremtidige analyseforudsætninger.



Fjernvarmeforbrug

Høringssvar	Afsender
<p>Udviklingen i fjernvarmeforbruget</p> <p>Fjernvarmeforbruget forventes i forudsætningsnotatet faldende frem mod 2040. På møde om analyseforudsætninger den 1. juli blev det oplyst, at der er indregnet en smule fortætning i eksisterende fjernvarmeområder. I det storkøbenhavnske fjernvarmenet i de nuværende fjernvarmeområder er der i Energi på Tværs 2 estimeret et potentiale for fortætning på ca. 1.600 GWh. Det er i analysen fundet, at hele dette potentiale er selskabsøkonomisk rentabelt at konvertere i perioden 2020-2035. Heraf er ca. 50 % af varmebehovet på de ca. 1.600 GWh samfundsøkonomisk rentabelt.</p> <p>Der er i forudsætningsnotatet ikke regnet med konvertering fra naturgas til fjernvarme. Der bør regnes med konverteringer fx i Storkøbenhavn i takt med at individuel naturgas til rumopvarmning må forventes at falde i takt med opfyldelsen af målet om fossilfrihed i el- og varmesektoren. Særligt i forbindelse med udskiftning af naturgasfyr i større ejendomme der ligger tæt på fjernvarmesystemerne er der fortsat et væsentligt potentiale.</p>	CTR, HOFOR og VEKS
<p>Det virker ikke realistisk, at fjernvarmeforbruget vil være faldende frem mod 2040. Tendensen har historisk været, at fjernvarmeforbruget er stigende. Fx er antallet af husstande med fjernvarme vokset jævnt fra 1.598.333 i 2011 til 1.736.668 i 2018. Der vil ganske rigtigt være en effekt af energibesparelser, men det er sandsynligt at der også vil ske en del konverteringer af naturgasområder til fjernvarmen, hvilket vil få fjernvarmeforbruget til at stige. Eftersom det kun forventes at 35% af ledningsgassen består af biogas i 2040 bør en stor del af den individuelle naturgasopvarmning konverteres til anden opvarmning, hvis vi skal gå mod et fossilfrit samfund. Idét opvarmning med naturgas typisk er i områder med høj varmetæthed vil det give mening, at en stor del af dette konverteres til fjernvarme. Særligt i de byer som i dag er opdelt i områder med hhv. individuel naturgasopvarmning og fjernvarme.</p> <p>Derudover bør der forventes en faldende tendens i fjernvarmetabet i takt med, at man går mod lavtemperatur fjernvarme og ældre rør udskiftes med nye og bedre isolerede rør.</p>	Grøn Energi

Svar:

Det er korrekt, at antallet af husstande tilsluttet til fjernvarme kan være stigende, men det medfører ikke nødvendigvis en tilsvarende stigning i forbruget.. Energistyrelsen forsøger løbende at forbedre modelleringen af individuel opvarmning, herunder særligt fjernvarmens konkurrenceevne.

Analyseforudsætningerne udelukker ikke udskiftning af naturgas til fjernvarme i områder, der ligger tæt på fjernvarmesystemerne. Naturgas falder mere end fjernvarme, så muligvis skifter enkelte over til fjernvarme. Dog sker der energieffektiviseringer/renovering, som samtidig sænker fjernvarmeforbruget, også hos eksisterende kunder.

Fjernvarmetab varierer betragteligt mellem de enkelte fjernvarmeområder i Danmark. Derfor er fjernvarmetab et eksogent fast input i Energistyrelsens modelsetup, og fastholdes (for nuværende) på energistatistikens varmetab på 20 %.



Udlandsdata og eltransmissionsforbindelser til udlandet

Høringssvar	Afsender
<p>Vi finder angivelsen af eksportmulighederne for dansk el via forbindelserne fra Jylland til Tyskland for misvisende. I Analyseforudsætningerne angives den nominelle kapacitet, men det er et velkendt faktum, at dette stort set aldrig er tilfældet. Vi finder desuden teksten i Analyseforudsætningerne om, at der pågår samarbejde mellem Energinet og TenneT om problemstillingen for positivt fremstillet for den faktiske tilstedeværelse af transmissionskapacitet.</p>	Det Økologiske Råd
<p>Transmissionskabler</p> <p>Det nævnes, at aftalen om minimumskapacitet på den vstdanske-tyske forbindelse er medtaget - men uden at erstatte NTC. Det er lidt uklart, hvad denne formulering rummer, men Dansk Energi ser en sammenhæng mellem vindproduktion og eksportkapacitet på forbindelsen. Minimumskapaciteten bliver dermed ofte også maksimumkapacitet i timer med betydelig vind. Dette forhold bør afspejles i Analyseforudsætningerne.</p> <p>Analyseforudsætningerne understreger, at der er usikkerhed om fremtidig tilgængelighed mod bl.a. Sverige, og at der bør foretages følsomhedsbetragtninger ved anvendelsen af analyseresultater baseret på NTC-kapaciteterne. Dansk Energi mener ikke, at følsomheder på eksportkapacitet alene bør ligge i anvendelsen af analyseforudsætningerne, men også i selve analyseforudsætningerne. Derfor bør antagelsen om fuld kapacitet mod Sverige enten justeres eller begrundes yderligere.</p> <p>Nogle af linjeføringerne i udlandsforbindelserne nærmer sig endt teknisk levetid, og Energinet må forventes at gøre sig overvejelser om udskiftning. Da udskiftning af ældre forbindelser nok sjældent vil være 1-til-1 fra gammel til ny, kunne analyseforudsætninger med fordel inddrage mere aktiv stillingtagen om forventninger til reinvesteringer i eksisterende udlandsforbindelser.</p>	Dansk Energi
<p>Udenlandsk data</p> <p>Der er valgt at benytte produktionskapaciteter fra ENTSO-Es "Sustainable Transition" scenarie. Som nævnt flere steder tidligere, mener Dansk Energi dette scenarie har nogle indbyggede u hensigtsmæssigheder, specielt når det påtænkes at danne</p>	Dansk Energi



<p>grundlag for Energinets fremtidige analyser, og scenariet kan efter vores mening ikke få betegnelsen "bedste bud".</p> <p>Der er blandt andet betydeligt mindre fluktuerende VE i det valgte scenarie end det kræves for at levere på EU's klimamålsætninger. Hermed opstår en betydelig risiko for, at Energinets analyser overvurderes rådigheden på udenlandsforbindelserne. Samtidig indeholder scenariet relativt store mængder fossil termisk kapacitet, som vanskeligt kan understøttes økonomisk i det nuværende elmarked.</p> <p>Det er også et ønske fra Dansk Energi at Energistyrelsen fremlægger mere detaljeret data for udlandet, da dette vil gøre det lettere at komme med yderligere anbefalinger.</p>	
<p>Kommentarer til afsnit 7 – Udlandsdata og eltransmissionsforbindelser til udlandet</p> <p>Ørsted anser tilgængelig kapacitet på transmissionsforbindelserne som en af de væsentligste parametre, der påvirker forsyningssikkerheden.</p> <p>Energistyrelsen skriver i AF19, at Tysklandsforbindelsen er den eneste forbindelse, hvor der er indgået minimumsaftale om markedsgjort kapacitet. Ørsted gør opmærksom på, at alle forbindelser med ikrafttrædelsen af Clean Energy Package er forpligtet til at stille minimum 70 % af kapaciteten til rådighed for markedet, hvilket kan sammenlignes med tilgangen i aftalen om forbindelsen mellem DK1 og Tyskland. Omvendt kan betydningen af dette være, at TSOerne vil reducere eksportkapaciteten ned til 70 pct., hvis de forventer en presset effektsituationen, da den enkelte TSO vil have interesse i at sikre effekttilstrækkeligheden i deres eget område. Ørsted mangler Energistyrelsens stillingtagen hertil.</p> <p>Der er desuden ikke beskrevet en planlægning af nye forbindelser mod Norden, selvom levetiden på de eksisterende forbindelser er ved at være brugt. Dette kan udgøre en risiko for kapacitetsmangel. Ørsted opfordrer til, at dette behandles i den endelige udgave af AF19.</p>	Ørsted
<p>Bevægelse mod Pariskompatible energi- og klimapolitikker</p> <p>Da analyseforudsætningerne adskiller sig fra basisfremskrivningen ved ikke at være en 'frozen policy'-</p>	Wind Denmark



fremskrivning men at være et bedste bud på den forventede udvikling, finder Wind Denmark at analyseforudsætningerne i højere grad bør indeholde en endnu hurtigere grøn omstilling, idet det må forventes at nationale, europæiske og internationale politikker øges i de kommende år med henblik på at overholde Parisaftalen.

Vi vil på den baggrund opfordre til, at der i de kommende år opstilles nye scenarier for udbygningen med vedvarende energi i Danmark og omkringliggende lande, som er i overensstemmelse med Parisaftalen, hvilket kræver en hurtigere udbygning end det anvendte omverdensscenarie.

Svar:

Energistyrelsen medgiver at der er stor usikkerhed omkring udviklingen i energisektorerne i øvrige europæiske lande, og det er hensigten fremover at arbejde med scenarier for bl.a. udlandet.

I regi af AF skelnes der i mellem markedssimuleringer og netanalyser. Til markedssimuleringer benyttes en vurdering af ATC, jf. aftale om minimumstilgængelighed i markedet, hvorimod Energinet benytter AF til bl.a. netanalyser, hvor et af formålene er at vurdere ekstreme driftssituationer for transmissionsnettet. Til sidstnævnte benyttes NTC, hvorfor disse angives i AF.

Ved udarbejdelse af AF har der været tradition for at antage, at eksisterende interkonnektorer fornys ved endt levetid, hvilket også er tilfældet ifm. AF19. Denne antagelse ses der nærmere på fremover.

Gasdata

Høringssvar	Afsender
<p>Afsnit 8.1 Forbrug i Danmark:</p> <p>Gasforbruget i husholdninger indgår med en forventet reduktion på ca 50 % over de kommende 20 år. Det giver meget højt sat, idet udskiftning af gasfyr til elvarmepumper endnu ikke har vist sig at ske med de forventede hastigheder.</p> <p>Gasforbruget til erhverv er i AF2019 påvirket af en række forhold, som trækker lidt op og lidt ned, hvilket samlet giver det indsatte</p>	Nature Energy A/S



<p>forventning. Det fremgår dog ikke, at der er taget højde for økonomisk vækst og en deraf stigende produktion i den procestunge industri. Det fremgår af figuren side 55 vedrørende øget fjernvarmebrug i erhvervsvirksomheder. Det bør derfor på tilsvarende vis være indregnet som en parameter i gasforbruget til erhverv/procesenergi.</p> <p>Afsnit 8.3 Biogasproduktionen:</p> <p>Det hilses velkomment at se, at den forventede produktion er blevet øget i forhold til AF2018. Tallet virker dog fortsat lavt vurderet. Ud fra en politisk målsætning om 55 % VE i 2030 og fossil uafhængighed senest i 2050 må det også forventes, at biogas vil udgøre en større andel af den samlede gasmængde – enten ved øget biogasproduktion eller ved reduceret samlet gasforbrug.</p> <p>Vi er bekendte med, at de samme tal indgår i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, som er i høring frem til 21. august – og her har vi afgivet den samme bemærkning. For naturligvis skal de to tal være enslydende.</p>	
<p>Udvikling i gasforbruget i Danmark</p> <p>Der regnes med et fald i det ledningsbundne gasforbrug frem til 2040. Faldet i individuel naturgasopvarmning sker ved en konvertering til individuelle varmepumper, hvilket vurderes som rimeligt ift. almindelige parcelhuse. For etagebyggeri og erhverv må man forvente, at der sker en konvertering til fjernvarme i stedet for individuelle varmepumper. Der sker i praksis fortsat en mindre konvertering af etagebyggeri og erhverv, som har god samfundsøkonomi. Det er dog vurderet til kun at udgøre mellem 0-1 % med de nuværende samfundsøkonomiske forudsætninger.</p> <p>Helt grundlæggende bør forståelsespapiret mellem regeringen og dens parlamentariske grundlag medføre en vurdering af hvordan man kommer af med ledningsbunden gas til opvarmning, og hvor meget der konverteres til fjernvarme, og det bør med i analyseforudsætningerne.</p>	CTR, HOFOR og VEKS
<p>Vi finder det problematisk jf. også kommentarer på mødet, at der ikke angives et gasflow over grænsen til Tyskland. Herved kan tyskerne få det indtryk, at der ikke er behov for at opretholde mulighed for at kunne sende gas fra Tyskland til Jylland og derfor nedlukke muligheden.</p>	Det Økologiske Råd
<p>Gasfyr og hybridvarmepumper</p>	Tekniq



<p><i>Tekniq refererer til en analyse de selv har fået udarbejdet, og som viser:</i> Salget af gasfyr forventes i TEKNIQ Arbejdsgivernes analyse være svagt faldende frem mod 2030, og antallet af bygninger opvarmet med gasfyr forventes at falde med mellem 35.000 i "Balanceret" og 50.000 i "Hurtig elektrificering". Gasfyrene forventes at blive erstattet af varmepumper samt af hybridvarmepumper. Hybridvarmepumper reducerer gasforbruget med ca. 80% til fordel for el.</p> <p>Salget af hybridvarmepumper forventes at stige fra ca. 500 i 2019 til mellem 6.000 i "Balanceret" og 14.000 i "Hurtig elektrificering" i 2030.</p>	
<p>Som nævnt tidligere bør der indregnes konverteringer af individuel gasopvarmning til fjernvarme. Mange byer er opdelt i områder med naturgas eller fjernvarme. Samfundsøkonomisk vil det give mening at konvertere til fjernvarme, når gassen skal udfases. Man risikerer at overinvestere i elnettet, hvis man i analyseforudsætningerne indregner en stor udbygning af individuelle varmepumper i eksisterende gasområder. Et niveau på kun 35% biogas i 2040 er ikke meget. 2040 er så langt ude i fremtiden, at der enten må forventes et gennembrud der gør at biogas kan fremstilles på markedsvilkår, eller at biogas ikke giver økonomisk mening, og vi derfor skal gå væk fra gas.</p>	Grøn Energi
<p>Vi mener at analyseforudsætningerne har en for konservativ forventning til omstillingen væk fra naturgas- og oliefyr til boligopvarmning, idet der fortsat antages anvendt over 20 PJ gas i husholdninger. Her må der, de stadigt forøgede klimaambitioner taget i betragtning, forventes en accelereret omstilling væk fra naturgas- og oliefyr til opvarmning i bygninger. Erhvervenes gasforbrug burde også kunne omstilles hurtigere til fx el.</p>	Wind Denmark
<p>Analyseforudsætningerne er modsat Basisfremskrivning ikke "frozen policy" men det "bedst mulige bud på den forventede fremtidige udvikling i energisystemet", men dette omfatter åbenbart ikke nettonul i 2050, idet der for gassystemet indgår en ikke ubetydelig andel af fossil gas i 2040, som ikke kan forventes udfaset i tiden frem mod 2050.</p> <p>Det virker essentielt med en gasstrategi, der tegner et klart billede for gassystemets langsigtede udvikling. Man risikerer et overdrevent stærkt eller misvisende investeringssignal i gasinfrastruktur, hvis man antager fastholdelse af så høje mængder gas i systemet.</p>	Dansk Energi

**Kommentarer til afsnit 8 – Gasdata (specielt afsnit 8.4)**

Ørsted

Analyseforudsætningerne og metoden for fremskrivningerne af gasflowet fra Tyra til Danmark vs Holland er af afgørende betydning for aktørerne på gasmarkedet, da dette f.eks. giver indblik i den kommende tarifudvikling. Ørsted kan endvidere konstatere, at man fra tyske transmissionsselskabers side nu lægger op til at nedgradere transportkapaciteten fra Danmark til afbrydelig kapacitet. Dette kan påvirke funktionaliteten af det danske gasmarked, da det "mister" sammenhængen med de toneangivende nordvesteuropæiske markeder. Det er derfor af væsentlig betydning, at man fra danske myndigheders side melder en klarere forventet profil ud for perioden efter 2022, end man så i AF18.

I forhold til udkast til gasstrømmende i AF19, så forstår Ørsted, at disse endnu ikke er fastlagt, men at "det formentlig vil ske på grundlag af metoden fra 2018". Dette giver anledning til bekymring, da den anvendte metode gav sig udslag i, at vurderingen af gasstrømmene fra 2022 og frem var baseret på mere "løse" vurderinger foretaget af Energinet, jf Ørsteds høringssvar til AF18.

Ørsted finder derfor, at det er Energistyrelsens ansvar, at man nu udvikler en metode der fremadrettet baserer sig på den fundamentale forudsætning, at gasstrømme følger prissignaler. Gassen vil således flyde derhen, hvor den opnår den største værdi. Dette er bestemt af transportomkostninger, gassens markedsværdi og eventuelle kontraktuelle leveringsforpligtigelser.

Implementeringen af en sådan metode, vil skabe transparens og give markedsaktørerne mulighed for at vurdere betydningen af f.eks. ændrede tarifforhold. Når der anvendes de gældende tariffer for offshore transport, de forventede tariffer for onshore transport (baseret på status for NC TAR implementering i landene) samt evt. prisforskelle mellem Tyskland/Holland og Danmark/Sverige (f.eks. for at sikre eksport af dansk merproduktion), så vurderer Ørsted, at stort set hele den danske produktion vil flyde via Danmark. Det bemærkes, at en BalticPipe implementering yderligere underbygger denne konklusion, da danske transporttariffer vil blive reduceret og dermed gøre transport til Danmark mere attraktivt.

Ørsted skal på grundlag af ovenstående opfordre til, at Energistyrelsen nu justerer sin underliggende model og fremskrivninger for analyseforudsætningerne for gasflowet til/fra Danmark, således at den afspejler de grundlæggende økonomiske forhold. Dette kan også være et væsentligt input i forhold til at sikre at transportkapaciteten fra Danmark til Tyskland ikke nedgraderes



på tysk side med deraf følgende "afkobling" fra de toneangivende gasmarkeder.	
---	--

Svar:

Forbrug i Danmark

Det er korrekt, at der kan konstateres en vis træghed i konverteringen væk fra opvarmning med gasfyr. Energistyrelsen har til dette års analyseforudsætninger arbejdet med en bedre beskrivelse af denne træghed i modellerne, for at afspejle de ikke-økonomisk drevne påvirkende faktorer. Når der alligevel ses en markant reduktion i forbruget hænger det sammen med, at Analyseforudsætningerne er Energistyrelsens bedste bud på energisystemets udvikling under hensyntagen til den teknologiske udvikling, en fortsat grøn omstilling samt til de langsigtede politiske målsætninger.

For gasforbruget til erhverv er der i AF19 taget højde for økonomisk vækst, som til en vis grad modsvares af energieffektiviseringer.

Mht. pointen om, at man for etagebyggeri og erhverv må man forvente, at der sker en konvertering til fjernvarme i stedet for individuelle varmepumper, er det et spørgsmål, som Energistyrelsen håber at kunne belyse bedre i modellerne fremadrettet.

Biogasproduktion

Mængden - og andelen - af biogas i nettet er opjusteret noget ifht. AF18 som konsekvens af en revurdering af biogasstøtteordningerne som led i udmøntningen af energiaftalen fra 2018. Disse skøn er dog forbundet med usikkerhed, da de besluttede ændringer af støttevilkårene ikke er endeligt fastlagt endnu. Det er korrekt, at man i lyset af den grønne omstilling sagtens kunne forestille sig en endnu højere andel af biogas og andre grønne gasser i gasnettet.

Ambitionsniveauet i AF19 skal dog ses i lyset af det kommende arbejde med gasstrategien, som skal have fokus på, hvilken rolle gas skal spille i den grønne omstilling. I arbejdet med gasstrategien vil der også blive set på rammevilkårene for udbygning med biogas og andre grønne gasser. Dette arbejde forventes at kunne levere væsentlige input til de kommende udgivelser af analyseforudsætningerne.

Grøn omstilling af gassystemet

Det er korrekt, at vi for øjeblikket mangler samlede analyser til at svare på om og i givet fald hvordan gasnettet/forbrug indgår i et grønt energisystem. Energistyrelsen forventer at få et forbedret grundlag for dette til kommende udgivelser af analyseforudsætningerne.

Udarbejdelsen af analyseforudsætningerne er primært er pågået i perioden december 2018 til juni 2019. Derfor forholder AF19 sig ikke eksplicit til de nye politiske målsætninger, herunder 70 pct. CO2-reduktion i 2030.

Flow af gas fra Nordsøen

Med hensyn til metoden for fremskrivningerne må Energistyrelsen konstatere, at der er betydelig usikkerhed om, hvordan mængderne vil fordele sig mellem Holland og Danmark efter genopbygningen af Tyra-komplekset. Forholdet mellem, hvor meget der flyder til Danmark hhv. Holland, vil bl.a. afhænge af markedsforhold, prisen for transit af gas samt ejerskab til Nordsøledningerne (danske og hollandske). Mange faktorer, som Energistyrelsen ikke har indflydelse på og kendskab til, kan spille ind på, hvordan disse forhold vil udvikle sig fremadrettet. På grund af den store usikkerhed og manglende viden om aktørernes dispositioner er det dog antaget, at Nordsøproduktionen fordeles med 50% til Holland og 50% til Danmark.

Med hensyn til kapaciteten i det tyske transmissionssystem vil Energistyrelsen gøre opmærksom på den igangværende incremental capacity process, som Energinet har i gang parallelt med arbejdet med analyseforudsætningerne. Denne proces vil sætte Energinet og de tyske transmissionsselskaber i stand til at vurdere kapacitetsbehovet på grænsepunktet både nordgående og sydgående.



Ikke kategoriseret

Høringssvar	Afsender
Varmelagre I det omfang at analyseforudsætningerne også anvendes til lastfordelingsanalyse kan eksisterende og besluttede varmelagre (i København: AMV-VAK, AVV-VAK og Høje Taastrup damvarmelager) i centrale områder med fordel medtages i analyseforudsætningerne, da de både bidrager til at holde elproduktionskapacitet inde i sommerperioden og flytter elproduktion mellem værker og mellem timerne.	CTR, HOFOR og VEKS
Vi savner offentliggørelsen af den årlige Basisfremskrivning 2019 fra Energistyrelsen, som normalt kommer tidligere på året. Basisfremskrivningen har betydning for forståelsen af de forudsætninger, som lægges ind i Analyseforudsætningerne.	Det Økologiske Råd
Vi undrer os over, at der ikke i perioden frem mod 2040 medtages el-effekter af fremtidige højtemperaturvarmelagre (eller batterier), som er konverterbare tilbage til el.	Det Økologiske Råd
Vi savner en oversigt over reaktionstider for de el-produktionsfaciliteter, som forventes at stå stand-by i store dele af året. Dette kan have betydning for sammenvejningen mellem maksimal produktionseffekt contra maksimal forbrugseffekt. F.eks. kan opstartshastigheden have betydning, hvis flere af de centrale varmeproducerende anlæg på biomasse overgår fra grundlastleverance til sæsonlastleverance. Der er forskel på om el-produktionen kan startes på 15 minutter eller, om det tager tre dage at starte op.	Det Økologiske Råd

Svar:

Lagring

Energistyrelsen prioriterer opmærksomhed på lagring, både gennem teknologikataloget og gennem analyser, og vil vurdere om det i fremtidige analyseforudsætninger er relevant at opgøre el- og varmelagerkapaciteter som del heraf.

Reaktionstider

Energistyrelsen og Energinet udarbejder i samarbejde teknologikataloger for el- og varmeproducerende anlæg, som ligger til grund for AF. Heri fremgår tekniske data



for forskellige typer af anlæg ift. deres muligheder for at justere op og ned i produktion, både når anlægget i forvejen er i drift og når det har været nedlukket i en periode (såkaldt varm og kold start). Opstartshastighederne vil være længere ved en koldt start, men varierer afhængigt af teknologi og for de specifikke anlæg. Data kan findes på Energistyrelsens hjemmeside:

<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Hvorvidt der i fremtiden vil være markante ændringer i værkernes opstartstider, fx ved at nogle anlæg har længere perioder med nedlukning og derfor brug for længere opstartstider end i dag, indgår ikke direkte som del af Analyseforudsætningerne. Energinet har som elsystemansvarlig rollen for løbende at sikre kapacitetsbalancen i Danmark, bl.a. igennem udbud af reservekapacitet i det nødvendige omfang. Dette inkluderer også overvågning og dialog med værker ift. deres forventede nedlukninger som følge af revision eller andre driftsprioriteringer.