



Høringsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
12. oktober 2021

J nr. 2021 – 6416

ALAN/ULO

Indhold

Indledning	2
Overordnede bemærkninger	5
Brændselspriser.....	13
CO2-kvotepriis	15
Datacentre	16
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	17
Forbrug i husholdninger og erhverv.....	20
Ledningsgas og gasstrømme	22
Power-to-X (PtX) og Direct Air Capture (DAC).....	30
Solceller	39
Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.	46
Transport	50
Vindmøller på havet.....	52
Vindmøller på land.....	57

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk

Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde den 16. august 2021 en høringsudgave af Analyseforudsætninger til Energinet 2021 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb den 5. september 2021.

Energistyrelsen vil gerne takke alle, der har afgivet hørings svar og for henvisninger til øvrige rapporter, analyser samt andet underbyggende materiale.

Følgende respondenter har afgivet hørings svar:

- Better Energy
- Biogas Danmark
- Brintbranchen
- CONCITO
- Dansk Energi
- Dansk Fjernvarme
- Dansk Solkraft
- De Danske Bilimportører
- Evida
- HOFOR
- Klimarådet
- TEKNIQ Arbejdsgiverne
- Wind Denmark
- Ørsted

Indeværende notat organiserer hørings svarene efter emne og respondent og med Energistyrelsens kommentarer angivet efter hvert svar. Hørings svarene er forkortet af Energistyrelsen og kan findes i fuld længde på Energistyrelsens hjemmeside.

Energistyrelsen understreger, at analyseforudsætningerne er udarbejdet med henblik på at give Energinet det bedst mulige grundlag for at udføre sine opgaver med netplanlægning, investeringssager, forsyningssikkerhedsredegørelser mv. Det er vigtigt at have for øje, at analyseforudsætningerne derfor ikke vil være lige egnede til øvrige formål. Eksempelvis er det ikke muligt at beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på baggrund heraf.

Skulle notatet give anledning til yderligere spørgsmål eller kommentarer, er læseren velkommen til at kontakte Energistyrelsen.

Ændringer siden høringsversionen

Af tabellen nedenfor fremgår det, hvorvidt der er foretaget ændringer i data og/eller baggrundsnotater siden høringsversionen.

Emne	Ændringer i data	Ændringer i baggrundsnotat
Brændselspriser	Ingen.	Ingen.
CO2-kvotepriis	Opdateret pba. ny fremskrivning fra Finansministeriet.	Tekst og figurer opdateret pba. ny fremskrivning fra Finansministeriet.
Datacentre	Ingen.	Ingen.
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	Justeret tilslutningsland for energiøerne.	Ingen.
Forbrug i husholdninger og erhverv	Ingen.	Småjusteringer i teksten.
Ledningsgas og gasstrømme	<p>Gasforbrug til produktion af el og fjernvarme opdateret pba. nye modelkørsler med opdateret CO2-kvotepriis.</p> <p>Nye data for gas fra den danske del af Nordsøen i overensstemmelse med ny prognose fra Energistyrelsen, primo september 2021.</p> <p>Ændret forudsætning om anvendelsen af grønne gasser, således at produktion af grønne gasser, som overstiger dansk forbrug af ledningsgas, forudsættes tilført gasnettet og eksporteret.</p> <p>Ændret forudsætning om fordeling af salgsgas fra Nordsøen, således at gasleverancen frem til Tyra-feltets genåbning</p>	<p>Tekst og figurer opdateret pga. af ny modelkørsel.</p> <p>Tekst og figurer er tilpasset, så det afspejler forudsætningen om eksport af grønne gasser.</p> <p>Tekst og figurer tilpasset ændringen af Nordsøgasflowet i årene frem til Tyra-feltets genåbning.</p> <p>Benævnelsen af bionatargas/opgraderet biogas er ændret til biometan.</p> <p>Eksport af gas til Sverige ændret til transit af gas til Sverige. Dette skal afspejle, at selve salget af gassen muligvis foretages af udenlandske aktører.</p>

	udgør 8 pct. af produktionen. Denne antagelse er baseret på den faktiske fordeling af salgsgas i 2020.	Der er indsat en ny figur (figur 4), som illustrerer det danske gasnet med transitforbindelser. Der er tilføjet et afsnit om usikkerheder, som udestod i høringsversionen af baggrundsnotatet.
Power-to-X (PtX) og Direct Air Capture (DAC)	Ingen.	Ingen.
Vindmøller på havet	Ingen.	Justeringer ift. afsnit om usikkerheder.
Vindmøller på land	Ingen.	Småjusteringer i baggrundsnotatet.
Solceller	Implementering af taganlægsfremskrivning som flaget i høringsversionen (almindelig metodetilgang).	Småjusteringer i baggrundsnotatet.
Termisk kapacitet m.m.	Justeret for enkelte konkrete værker.	Figurer justeret samt småjusteringer i teksten.
Transport	Ingen.	Ingen.

Overordnede bemærkninger

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
1.01	<p>Anvendelse af AF21 i Energinet</p> <p>Danske Energi (DE) finder det risikabelt, at Energinets årlige analyse af elforsyningsikkerhed, opererer med et enkelt "bedste bud"-scenarie frem for et udfaldsrum, der afspejler de væsentlige usikkerheder, der er forbundet med mange af de data der indgår.</p> <p>DE mener at der, frem for enkelte relevante følsomheder, bør tilføjes egentlige scenarier.</p> <p>Med henvisning til tidligere års redegørelser for elforsyningsikkerhed, mener DE at vi nærmer os et kritisk niveau ift. effekttilstrækkelighed, og at Energinets analyser ikke giver et retvisende billede af situationen, medmindre forudsætningerne og dermed også de endelige resultater afspejler de underliggende usikkerheder.</p> <p>DE foreslår derfor at analyseforudsætningerne angives i et spænd, der angiver såvel worst case og best case ift. effektbalancen.</p> <p>DE mener at med AF's antagelser om fx levetidsforlængelser af kraftvarmeværker, rettidig vedtagelse af udlandsforbindelser og optimistisk udbygning af VE-</p>	Dansk Energi	<p>AF beskriver et bud på en sandsynlig udvikling af de dele af energiområdet, der er relevant som input til Energinets modellering, i forbindelse med dimensionering og investeringsplanlægning af infrastruktur for el- og gasnettet.</p> <p>Eftersom der er tale om store investeringer i infrastruktur med lange levetider, der har betydning for forsyningsikkerheden, er tidspunktet for et forventet øget forbrug derfor vigtig. I AF tages der derfor hensyn til denne usikkerhed.</p> <p>Usikkerheder er desuden behandlet via følsomheder og tilhørende udfaldsrum for udvalgte relevante parametre, i samarbejde mellem Energistyrelsen og Energinet.</p> <p>Energistyrelsen er dog overordnet enig med Dansk Energis betragtning omkring udfaldsrum og scenarier. En egentlig scenarietilgang har dog ikke været mulig at inddrage i AF21, men Energistyrelsen arbejder videre med overvejelser om hvorvidt og i givet fald hvordan scenarier kan være en del af AF. Desuden kan det tilføjes, at den agile proces er tiltænkt at bidrage til en bedre håndtering af usikkerheder.</p> <p>I forhold til spørgsmålet om effektbalance, gør Energistyrelsen opmærksom på, at AF er tiltænkt en bred anvendelse. Energistyrelsen vil se på, om AF fremadrettet bør indeholde Energistyrelsens vurdering af hvor presset systemet er i udvalgte år for at sikre større transparens.</p>

	<p>kapacitet, er der stor risiko for at undervurdere udfordringerne med forsyningssikkerhed.</p> <p>DE henviser også til antagelser om forbrugsfleksibilitet, hvor Energinet bør pålægges at regne på scenarier, med varierende grad af prisfølsomhed på forskellige former for forbrug.</p>		<p>I forhold til fleksibilitetsscenarier er det en parameter, som Energinet bør tage højde for i forbindelse med planlægning og beslutninger. Samtidig er fleksibilitet et emne, der hele tiden bliver mere relevant og derfor noget som Energistyrelsen vil arbejde videre med i AF-regi. Med den nye metode for maksimaleffekt, der blev indført med AF20, er der endvidere taget et skridt i retning af større opmærksomhed ift. hvilke typer forbrug og/eller produktion, der giver anledning til overbelastning af nettet.</p> <p>Energistyrelsen opfordrer i øvrigt branchen til at gå i dialog med Energinet om relevante følsomheder.</p>
1.02	<p>CONCITO spørger til, om der angivne nettab på 7 pct. gælder alt elforbrug eller er det en middelværdi?</p> <p>CONCITO spørger til, elforbruget til elektrificering af platformene i Nordsøen, og om Energistyrelsen antager, at dette ikke vil ske og at udledningen på ca. 1 mio. tons fra olie- og gasudvinding vil fortsætte? En antagelse om elektrificering af Nordsøplatformene vil desuden alt-andetlige øge mængden af salgsgas fra Nordsøen, da forbruget på platformene reduceres eller bortfalder helt.</p> <p>CONCITO mener, at elforbrug til CCS bør opgøres og indgå i AF. På samme måde bør forventninger til brug af CCS på affaldsanlæg og evt. kraftvarmeanlæg indgå i AF. Dette skal ske for at få opgjort energisystemeffekterne af at elproduktionen sænkes og varmeproduktionen øges på anlæg, når CCS tilføjes.</p>	CONCITO	<p>De 7 pct. i DK1 og 6 pct. i DK2 er det gennemsnitlige nettab, der tillægges nettoforbruget. Tallene er dermed en middelværdi baseret på faktiske historiske data, og kan findes via EDS (Energi Data Service).</p> <p>Dette nettab tillægges alle de nettoforbrug, der indgår i AF21 som en del af forudsætningerne, og dermed som input til Energinet. Forbrug der genereres endogent i Energistyrelsens og Energinets modeller (fx forbrug til store varmepumper), er ikke en del af selve forudsætningerne. Forbrug fra disse er derfor ikke eksplicit tildelt et nettab. Metoden for håndtering af nettab er dog et emne, der forventes at arbejdes videre med i AF-regi.</p> <p>I AF21 indgår ikke en vurdering af potentialet for elektrificering af Nordsøplatforme. Der pågår pt. et samarbejde mellem bl.a. Energistyrelsen og branchen for at afdække størrelsen af potentialet for elektrificering. Dette samarbejde forventes afsluttes ved udgangen af 2021 og vil kunne tjene som grundlag for en faglig vurdering af elektrificering af Nordsøen ifm. en kommende AF22.</p> <p>Det skal bemærkes, at vurderingen af drivhusgasudledninger ikke ligger inden for rammerne af AF.</p> <p>Udbredelsen af CCS og CCU er ikke en del af AF21. Energistyrelsen anerkender at brug af kulstoffangst har betydning for elforbrug og elproduktion, som dermed ikke er beskrevet i AF21. Energistyrelsen vil overveje at inkludere kulstoffangst i fremtidige AF.</p>

<p>1.03</p>	<p>Antagelser for omverdenen er helt centrale</p> <p>CONCITO mener, at de mest centrale forudsætninger i Energinets og Energistyrelsens arbejde er antagelserne om, hvad der sker i udlandet. CONCITO mener, at AF antager, at omverdenen ikke har tænkt sig at indfri hverken nationale, europæiske eller globale klimamålsætninger, hvilket er i modstrid med præmissen for AF om at være et bud på fremtiden, der tager højde for politiske målsætninger.</p> <p>CONCITO mener denne tilgang desværre er generel for centraladministrationens antagelser, når der fx skal laves effektvurderinger af tiltag, laves analyser af forsynings sikkerheden eller når økonomien i yderligere udbygning med vindkraft skal vurderes.</p> <p>CONCITO ønsker klarere argumentation fra Energistyrelsen for, hvorfor man vælger at holde fast i at anvende IEAs Stated Policies scenarie for brændselspriser og ENTSO-Es National Trends scenarie for kapaciteter og forbrug i udlandet.</p> <p>CONCITO finder det alvorligt, at selve analysefundamentet for dansk klimapolitik bygger på misvisende antagelser for omverdenen.</p> <p>Desuden mener CONCITO, at hvis brugen af National Trends scenariet alene sker, fordi det er det mest gennemarbejdede, bør Energistyrelsen tilføres flere ressourcer, så der kan udarbejdes mere retvisende data for udlandet.</p>	<p>CONCITO</p>	<p>Som beskrevet i sammenfatningsnotatet vil der være flere veje til opfyldelse af de forskellige politiske målsætninger. AF har et nationalt fokus, og har til formål at klarlægge hvilken udvikling i produktion og forbrug på el- og gasområdet, der kan forventes i forhold til opfyldelse af den nationale målsætning om 70 pct. reduktion og det langsigtede mål om klimaneutralitet. Disse målsætninger er dermed drivende for AF som input til planlægning af indenlandsk gas- og elinfrastruktur.</p> <p>Energistyrelsen arbejder løbende med at forbedre vurderingerne af det fremtidige el- og gasforbrug og dette vil også være et fokusområde i næste års forudsætninger. Der vil således også blive arbejdet mere med vurderinger af udnyttelse af fx overskudsvarme fra forskellige teknologier herunder, datacentre, PtX og evt. CCS.</p> <p>Energistyrelsen anbefaler i øvrigt Energinet at supplere AF21 med følsomhedsberegninger på særligt usikre antagelser, herunder eksempelvis antagelser om elforbrug knyttet til PtX. Dette er beskrevet nærmere i de enkelte baggrundsnotater.</p> <p>Udviklingen i udlandet er ikke en del af AF, hvorfor dette ikke beskrives detaljeret. Data for omverdenen indgår derimod i såvel Energistyrelsens som i Energinets markedsmodeller. I den sammenhæng er Energistyrelsen i gang med at implementere andre scenarier i Energistyrelsens modelarbejde.</p> <p>Energinet anvender TYNDP20 og MAF20. ERAA21 (ERAA er det tidligere MAF) vil blive anvendt fra forventeligt Q4 2021/Q1 2022.</p> <p>National Trends (NT) er det scenarie, hvor TSO'erne selv melder data ind til ENTSO-E. Dvs. det er TSO'ernes forventning til, hvordan deres system kommer til at se ud i fremtiden. Dermed er valget af NT-scenariet ikke Energistyrelsens/Energinets valg om, hvorvidt målsætninger skal opfyldes, men TSO'ernes bedste bud på fremtiden. Dette bud bliver løbende opdateret med nye årlige dataindmeldinger til ENTSO-E. Scenarierne (Distributed Energy og Global Ambition) er velegnede til perspektivering i visse analyser.</p>
--------------------	---	----------------	--

<p>1.04</p>	<p>Elpriser kan afsløre kvalitet af scenarier For at kunne vurdere kvaliteten af de anvendte inputdata vil det være relevant at se den beregnede elprisudvikling og afregningspris for vindkraft og solceller, der fremkommer ved anvendelse af de givne forudsætninger.</p> <p>CONCITO påpeger, at disse kan sammenlignes med forventede omkostninger til elproduktion (LCoE) for vindkraft og solceller, og opfordrer Energistyrelsen og Energinet til at offentliggøre elpriser og afregningspriser på baggrund af både National Trends scenariet og de to følsomhedsscenarier Distributed Energy og Global Ambition.</p>	<p>CONCITO</p>	<p>Elprisen er ikke et input i AF, men kan genereres som et output i både Energistyrelsens og i Energinets modeller.</p> <p>Hvad angår de to følsomhedsscenarier, er Energistyrelsen i gang med at implementere dem i modelarbejdet, og der vil blive set på, om de kan anvendes i følsomheder i regi af både KF og AF. Forudsætningerne for scenarierne er beskrevet på ENTSO-E's hjemmeside, hvor kvaliteten af de inputdata kan vurderes. Energistyrelsen noterer sig behovet for at offentliggøre et bredt udsnit af modellerede elpriser.</p>
<p>1.05</p>	<p>AF bør ikke være frozen policy CONCITO mener, med henvisning til Energistyrelsens formulering: "AF21 læner sig op ad forudsætningerne fra AF20, hvor der for flere emner kun er sket mindre ændringer. Dette skyldes, at der ikke er indgået nye, store politiske aftaler siden klimaaf tale for energi og industri fra 22. juni 2020, der har en indvirkning på AF", at det kun i begrænset omfang bør være påvirket af nationale politiske beslutninger, idet forudsætningerne ikke skal afspejle frozen policy, men derimod Energistyrelsens forventninger til den sandsynlige udvikling af energisystemet.</p> <p>CONCITO undrer sig over, at opdateringen af antagelser om elbiler begrundes i en ny afgiftsstruktur. Konkrete virkemidler, der bidrager til indfrielse af Danmarks klimamål burde være forventet. Vi vurderer, at de væsentligste nye beslutninger, der burde have været inkluderet er Tysklands vedtagelse af 65 % reduktionsmål i 2030 og EU kommissionens Fit-for-55 pakke. Sidstnævnte er kun delvist reflekteret gennem den markante opjustering af CO2 kvoteprisen.</p>	<p>CONCITO</p>	<p>I modsætning til KF, der netop baseres på "frozen policy", tager AF højde for politiske målsætninger, herunder, at Danmarks udledning af drivhusgasser i 2030 skal reduceres med 70 pct. i forhold til niveauet i 1990 samt det langsigtede mål om klimaneutralitet i 2050. AF21 indeholder dermed et sandsynligt udviklingsforløb, hvis retning, efter Energistyrelsens vurdering, muliggør opnåelse af de klimapolitiske mål i 2030 og 2050, selvom der endnu ikke er vedtaget konkrete virkemidler til opfyldelse af målene. AF er dermed en videreudbygning fra KF, der alene indeholder forventninger inden for allerede vedtaget politik, uanset om dette sandsynliggør opnåelse af de danske målsætninger eller ej.</p>

1.06	<p>Uklart om AF flugter med 70-procentsmålet CONCITO mener, med henvisning til Energistyrelsens formulering: "Det er Energistyrelsens vurdering, at udviklingsforløbene i AF21 bidrager til at muliggøre opnåelse af 70 pct.-målet", at et sådant "bidrag" kan antage alt fra næsten ingenting til virkelig meget. For at kunne vurdere dette, efterlyser CONCITO, at regeringen leverer et mere konkret bud på en samlet målopfyldelse.</p>	CONCITO	<p>Opgørelse af Danmarks samlede udledninger er ikke en del af AF, da dette ikke har betydning for Energinets arbejde med at sikre en effektiv drift og udbygning af den overordnede infrastruktur på el- og gasområdet.</p> <p>AF omfatter desuden kun de delområder af energiområdet, der har betydning for Energinets systemansvar og planlægning af el- og gasinfrastrukturen. Samtlige delområder i AF er behandlet ud fra blandt andet 70 pct. målsætningen, teknologiske forventninger mv.</p>
1.07	<p>Følgegruppe kan bidrage til at sikre relevante følsomhedsberegninger For at sikre at relevante følsomhedsberegninger foretages ønsker CONCITO, at der nedsættes en følgegruppe (fx bestående af Klimarådet, forskere og evt. interesseorganisationer og NGO'er), der kan give input til relevante følsomheder og scenarier som Energinet bør inddrage i deres analysearbejde. CONCITO henviser fx til gasrøret til Lolland og relevante følsomhedsberegninger med en delvis elektrificering af sukkerfabrikkerne.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen forsøger løbende at inddrage branchen i arbejdet med udvikling af AF. Dette behov vil også være forstærket af den nye agile proces for AF.</p> <p>Energistyrelsen har derimod ikke planer om at nedsætte en egentlig følgegruppe til AF, men opfordrer til, at branchen går i dialog med Energinet om specifikke businesscases.</p>
1.08	<p>Ellagring bør inkluderes i AF CONCITO ønsker ellagring inkluderet i AF og påpeger, at det virker sandsynligt, at der kan forventes en væsentlig udbygning af ellagringsteknologier i Danmark over de kommende årtier.</p>	CONCITO	<p>Ellagring er ikke en del af det nuværende set-up for AF, men Energistyrelsen vil se nærmere på, om ellagring bør have en rolle i det videre arbejde med AF.</p>
1.09	<p>DE finder det er positivt, at Energistyrelsen, gennem AF21 danner et officielt pejlemærke for el- og gassektorerne på hvordan 70 % målsætningen kan opfyldes, og at det er vigtigt for både Energinet og Energistyrelsen, men også for resten af energibranchen. DE mener derfor, at Energistyrelsen ikke skal begrænse sig til udelukkende at afrapportere data med direkte interesse for Energinets arbejde, men at grundige antagelser om bl.a. udviklingen på den del af varmeområdet som ikke er elektrificeret eller anvender naturgas medtages og offentliggøres.</p>	Dansk Energi	<p>Energistyrelsen vurderer, at AF er det bedste bud på en udvikling set i forhold til AF's specifikke formål som input til Energinets planlægning, ud fra præmissen om opfyldelse af nationale målsætninger.</p> <p>Hvad angår balance mellem produktion og forbrug, og spørgsmål om eksport, vil Energistyrelsen overveje om metoden bør ændres fremadrettet.</p> <p>Som udgangspunkt er det dog Energistyrelsens vurdering, at en stor udbygning med eksport for øje kan føre til større nationale infrastrukturudbygninger. Udbygningen i AF med havvind antages derfor at følge det estimerede elforbrug til at muliggøre at dansk elforbrug dækkes af VE.</p>

<p>DE er bekymret for, at AF21 kaldes ENS' bedste bud for den fremtidige udvikling. DE anerkender, at scenariet vil kunne opfylde de politiske målsætninger, og noterer at scenariet, på mange punkter svarer til Energi- og forsyningssektorens klimahandlingsplan, men at der fortsat er en lang række politiske beslutninger, markeds- og reguleringstiltag som udestår, og at det haster, hvis scenariet skal have en chance for at realiseres.</p> <p>DE finder det tvivlsomt om scenariet lever op til betegnelsen "bedste bud" med henvisning til en række af udfordringer DE vurderer skal håndteres før det beskrevne scenarie reflekterer udviklingen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - For landbaseret VE: Nye tilslutningskrav, herunder produktionstariffer og ophævelsen af udligningsordningen vil bremse udbygningen på land. <p>Forsinkelserne af de teknologineutrale udbud. Elforbrug: Der mangler yderligere tiltag for at fremme elektrificeringen af bl.a. industrien således at fossile brændsler udfases.</p> <p>Der mangler initiativer som skal sikre, at det "nye elforbrug" bliver fleksibelt.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Termisk kapacitet: Behov for initiativer til at opretholde den antagne kraftværkskapacitet. <p>Derudover er der fortsat usikkerhed om den fremtidige varmeregulering.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Havvind: Endelige aftaler og tidsplaner for energiøerne. Der er særligt usikkerhed om udlandsforbindelserne kan opføres som i AF21. <p>Stigende usikkerhed om Hesseløs fremtid. Myndighedsbehandling og godkendelse af nye VE projektet, i særdeleshed åben-dør møller.</p>		<p>Energistyrelsen vil i arbejdet med AF tage den nationale tilgang op til overvejelse i forbindelse med overvejelser om, hvorvidt AF skal indeholde et eller flere udviklingsforløb.</p> <p>Hvorvidt forløbene i AF21 vil blive realiseret eller ej afhænger af en række forudsætninger og antagelser, herunder at der træffes en række beslutninger af mange aktører. Det er Energistyrelsens vurdering, at de beskrevne forløb er teknisk og økonomisk mulige at gennemføre, men det er naturligvis behæftet med betydelig usikkerhed, hvordan fremtiden udvikler sig – herunder om og hvordan eventuelle tekniske eller regulatoriske barrierer håndteres.</p>
---	--	--

	AF21 antager at balance mellem produktion og forbrug sker gennem øget havvindsudbygning. Dette er ikke en politisk målsætning i sig selv.		
1.10	<p>Udvikling i landene omkring os DE mener, at det er helt afgørende for anvendelsen og troværdigheden af analyser foretaget på baggrund af AF21, at udviklingen i vores nabolande er en del af AF21, og henviser til at ENS skriver i AF21 at "Udviklingen i landene omkring Danmark har stor betydning for elprisen i Danmark og udnyttelsen af den danske el- og gasinfrastruktur."</p> <p>Dertil har flere analyser, bl.a. Redegørelse for Forsyningssikkerhed ligeledes slået fast, at udviklingen udenfor Danmark er helt afgørende for Danmarks elforsyningssikkerhed. DE mener derfor ikke udlandet kan undlades fra AF21.</p> <p>Siden ERAA endnu ikke er udgivet, går vi ud fra at MAF forsætter grundlaget for data på udlandet. Da MAF bl.a. ikke opfylder ACERS krav til at regne på rentabilitet for producenter eller er kompatibelt med EU's "Fit for 55" målsætning, mener vi ikke det er et retvisende scenarie for udlandet. Indtil der med ERAA-udgivelsen forhåbentligt er rettet op på dette, er det kritisabelt at forudsætninger med så stor betydning for Danmarks energisystem præsenteres så ugenomsigtigt.</p>	Dansk Energi	Se svar til afsnit 1.03.
1.11	<p>Vedr. den nye agile proces HOFOR støtter den agile proces for udarbejdelse af AF i det omfang processen bidrager til et elsystem, der er på forkant med udviklingen ift. indpasning af både VE-produktion og det stigende elforbrug, men påpeger vigtigheden at langt fra alle forudsætninger kan opdateres agilt eller mere dynamisk uden at det får konsekvenser for de øvrige AF og dermed kræver en samlet opdatering i forhold til at sikre konsistens.</p>	HOFOR	Energistyrelsen er enig i HOFOR's overvejelser, og derfor vil der også stadig lanceres en årlig AF, der er en samlet opdatering, hvor delanalyser, der lanceres løbende, er taget med i det samlede billede.

<p>1.12</p>	<p>Opfyldelse af 70-procentsmålet i 2030 Med henvisning til at det i AF21 antages, at "muliggør" opfyldelse af 70-procentsmålet i 2030, finder Klimarådet det vanskeligt at gennemskue, i hvilket omfang energisektoren og transportsektoren bidrager til opfyldelsen.</p> <p>Eksempelvis har Klimarådet i tidligere analyser påpeget, at det nødvendige behov for PtX i 2030 som estimeret i regeringens Klimaprogram 2020 leder til et elforbrug på mellem 4 og 21 TWh. I AF21 antages 5 TWh, hvilket er tæt på den nedre værdi i det estimerede spænd, og som derfor muligvis nødvendiggør yderligere reduktionsindsatser via andre teknologier eller i andre sektorer.</p> <p>Klimarådet opfordrer til, at der laves en vurdering af, hvad udledningerne er i de sektorer, der omfattes af AF21, der vil vise, hvilket reduktionsbehov, der udestår, og som skal indfries gennem reduktioner i fx landbruget, gennem anvendelse af CCS-teknologi, ved forøgelse af energieffektivitet og ved brændselsskift i industrien og evt. iblanding af biobrændstoffer.</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Se svar til afsnit 1.06.</p>
<p>1.13</p>	<p>Kortsigtede forudsætninger bør understøtte fremtidige mål Det er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt, hvis den kortsigtede planlægning samtidig understøtter den langsigtede planlægning og målopfyldelse.</p> <p>BetterEnergy henviser til Energistyrelsens analyse om et fremtidssikret elnet, hvor forventningen er, at "elforbruget, og dermed belastningen af nettet, vil stige betydeligt på sigt.</p> <p>BetterEnergy påpeger i den sammenhæng, at omkostningen ved at lægge et større kabel, end der aktuelt er behov for, når der allerede er gravet, er lav relativt til omkostningen ved at skulle udskifte kablet før dets tekniske levetid, f.eks. om 15 eller 20 år pga. kapacitetsudfordringer. Hvis forbruget</p>	<p>BetterEnergy</p>	<p>Energistyrelsen er opmærksom på vigtigheden af dimensionering i forhold til øget elforbrug og omkostninger.</p> <p>Derfor er det også et hensyn, der er indlagt i AF i forhold til forventet stigende elforbrug fra fx datacentre og hastigheden for indfasning.</p> <p>Det er AF's opgave at illustrere den store usikkerhed med relevante udfaldsrum, og Energinets opgave at anvende disse udfaldsrum i deres planlægning.</p> <p>I sidste ende er det Energinet, der skal planlægge transmissionsnettet og iagttage de usikkerheder, der er knyttet til størrelsen og hastigheden for det øgede forbrug.</p>

	stiger mere end forventet (og dimensioneret efter) og/eller hurtigere end forventet, kan kablet blive overbelastet, hvilket forkorter levetiden på kablet. I det omfang man vurderer, at elektrificeringen af økonomien fortsætter efter 2030, er der god ræson i sikre, at aktuelle netinvesteringer også understøtter og faciliterer fremtidigt elforbrug.		
--	--	--	--

Brændselspriser

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
2.01	<p>Brug for opdateret biomasseprisfremskrivning som følge af nye EU-regler?</p> <p>CONCITO påpeger, at nye EU-regler for LULUCF fra 2026, som stiller krav til EU's landenes kulstofpuljer i skove, må forventes at påvirke prisen på biomasse fra EU-lande, og mener, at Energistyrelsen på den baggrund bør overveje at igangsætte et studie, der kan tage de nye regler i betragtning.</p>	CONCITO	Energistyrelsen er enig i, at det er nødvendigt med en jævnlig opdatering af biomasseprisfremskrivningen, og er aktuelt ved at planlægge en opdatering.
2.02	<p>Omverdenens omstillingshastighed</p> <p>Klimarådet anerkender og påskønner, at AF21 opfordrer Energinet til at inkludere udbygningsplaner for de omkringliggende lande, hvor det vurderes relevant. Dog opfordrer Klimarådet til også at foretage følsomhedsberegninger af fremtidige brændselspriser.</p> <p>De anvendte brændselspriser baserer sig på forwardpriser på kort sigt og IEAs "Stated Policy Scenario", der alene er en implementering af de nationale målsætninger, verdens lande har indmeldt til Parisaftalen på nuværende tidspunkt.</p> <p>Aktuelt har flere lande udmeldt, at de sætter mere ambitiøse klimamål sammenlignet med grundlaget for det seneste</p>	Klimarådet	For AF21 er der valgt at anvende IEA's "stated policies scenario", som i forhold til klimaambitioner lægger sig imellem IEA's tidligere "Current Policies Scenario" og "New Policies Scenario". Energistyrelsen er løbende i overvejelser omkring valget af IEA-scenarie. Det er dog et valg, der skal afstemmes med bl.a. Finansministeriet, som fastsætter den anvendte oliepris med udgangspunkt i netop "stated policies scenario", da det ikke er meningsfuldt at fremskrive brændselspriserne med udgangspunkt i flere forskellige scenarier. Energistyrelsen anbefaler Energinet at foretage følsomhedsberegninger også på dette område, men en konkretisering af følsomhederne ligger ud over rammer for AF.

	<p>"Stated Policy Scenario". Senest kan nævnes EU's 55 pct. reduktionsmålsætning i 2030.</p> <p>Klimarådet betragter derfor ikke "Stated Policy Scenario" som det bedste bud på udviklingen i udlandet, og anbefaler at afsøge effekten af at basere brændselspriserne på IEA's "Sustainable Development Scenario" eller på anden vis enten helt eller delvist korrigere for, at omverdenens aktuelle klimamål er højere end anført i "Stated Policy Scenario".</p>		
2.03	<p>Vigtigt, at antagelser for omverdenen er forenelige med de internationale klimamålsætninger</p> <p>Wind Denmark finder det beklageligt, at forudsætningerne for udviklingen i EU og brændselspriser følger samme ræsonnement som AF20. Ved det skal forstås, at der for brændselspriser er taget udgangspunkt i IEA's Stated Policies scenarie, og for udenlandsk VE- og netkapacitet er det National Trends scenariet i TYNDP20, der begge baseres på nationale indmeldinger, som hverken er forenelige med Parisaftalen eller EU's mål på hhv. 55% CO2-reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050.</p> <p>Problematikken i sådan en tilgang er, at det forventede udbygningstempo af VE-kapacitet underestimeres, hvormed værdien af elnetforstærkninger, herunder at udbygge udlandsforbindelser mindskes, da f.eks. fossil termisk produktion vil være overestimeret.</p> <p>Det er Wind Danmarks klare anbefaling, at Energinet forpligtiges til at anvende hhv. IEA's Sustainable Development i deres følsomhedsanalyser, da det vil give et mere realistisk udviklingsforløb for brændselspriser.</p> <p>Wind Denmark minder desuden om, at vi står overfor store politiske beslutninger om infrastrukturprojekter, hvor der</p>	Wind Denmark	Se svar til afsnit 2.02.

	<p>politisk er tilkendegivet forventninger om 'rentabilitet', som i stort omfang står og falder med de elpriser, der er outputtet fra brug af antagelserne i AF21. At bygge rentabilitetsvurderinger på så problematiske omverdensantagelser, vil kunne give anledning til kritik. Wind Denmark anbefaler derfor, at der akut igangsættes en proces med de fornødne medfølgende ressourcer til, at Energistyrelsen, og hvis tiden tillader det i et internationalt samarbejde, får udarbejdet scenarier for udviklingen i omverdenen, som er Paris- og 'Fit for 55'-kompatible.</p>		
--	---	--	--

CO2-kvotepri

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
3.01	<p>DE mener, at når Energistyrelsen skriver, at kvotepri er påvirkelig af politiske udmeldinger, er der tale om kraftige "annonceringseffekter". DE mener desuden at Energistyrelsen bør fortsætte med at udarbejde fremskrivningen på en simpel måde.</p> <p>DE gengiver i deres høringssvar en række overvejelser vedr. fremskrivning af CO2-kvotepri, herunder sammenligning af kvoter med andre finansielle aktiver.</p> <p>DE påpeger for en lang række kvotevirksomheder, er virkeligheden, at investeringshorisonten og tilbagebetalingstiden er betydeligt kortere end den tidshorisont der ligger i Finansministeriets beregning, og at langsigtsbetragtningen derfor ikke tager højde for risikoen for global konkurrence og konkurs, som virksomhederne skal forsikre sig i mod.</p>	Dansk Energi	<p>Som beskrevet i baggrundsnotatet for kvotepri foretages kvotepri-fremskrivningen af Finansministeriet. Energistyrelsen er i løbende dialog med Finansministeriet herom og har viderebragt Dansk Energi og CONCITO's synspunkter.</p>

	DE anbefaler, at Energistyrelsen løfter afkastkravet, som anvendes til at fremskrive kvoteprisen.		
3.02	<p>Opdaterede kvotepriser og brændselspriser CONCITO foreslår, for at sikre det nyeste beslutningsgrundlag, at Energistyrelsen laver en ny kvoteprisfremskrivning med udgangspunkt i prisen en uge før AF21 udgives. Derudover bør Energinet som en del af den agile proces regne på opdaterede kvoteprisfremskrivninger, der tager udgangspunkt i den nyeste pris. For at give tid til at gennemføre analyserne bør prisen låses på bestemte datoer og opdateres med en passende frekvens, hvilket fx kunne være kvartalsvist.</p> <p>Kvoteprisen er siden høringsmaterialets udgivelse steget med 15 % til ca. 460 kr./ton. Ligeledes er forwardprisen på naturgas og kul steget væsentligt over det sidste halve år. Fx handles TTF gas futures for 2023 til 23,6 €/MWh (HHV), hvilket svarer til ca. 53 kr./GJ (LHV). Dette er væsentligt over niveauerne vist i figur 3 i notatet om brændselspriser.</p>	CONCITO	<p>Se svar til afsnit 3.01.</p> <p>Da der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivning af kvoteprisen anbefaler Energistyrelsen Energinet at foretage følsomhedsberegninger.</p> <p>Energistyrelsen opdaterer pt. brændselspriserne én gang årligt i forlængelse af IEA's årlige opdatering, hvor også Finansministeriet opdaterer olieprisskønnet, men er opmærksom på de høje prisstigninger, der har været på råvaremarkedet den seneste tid.</p>

Datacentre

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
4.01	<p>Datacentre, PtX og DAC Dansk Fjernvarme finder det uklart om overskudsvarme fra datacentre er inkluderet i fjernvarmeproduktionen og evt. i hvilken grad. Dette ser Dansk Fjernvarme gerne beskrevet yderligere.</p> <p>I AF21 er det angivet at kun 10% af overskudsvarmen fra PtX forventes udnyttet til fjernvarme. Det tekniske</p>	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen anerkender, at datacentre er en væsentlig kilde til udnyttelse af overskudsvarme i fjernvarmesystemet. Der er dog fortsat tvivl om i hvilken grad, datacentrene vil indarbejde overskudsvarme som en del af deres virksomhed, da en række andre faktorer også spiller ind på deres placering og drift. I AF21 indregnes derfor kun kendte projekter med projektspecifikke data. Energistyrelsen forventer at se nærmere på udnyttelsen af overskudsvarme til fjernvarmesystemet fra datacentre frem mod AF22.

	<p>potentiale er mellem 10% og 25% og Dansk Fjernvarme mener at det er for konservativt lægge sig i den lave ende af intervallet.</p> <p>Dansk Fjernvarme anerkender, at DAC er en ny og relativt umoden teknologi og derfor ikke er medtaget i det centrale forløb. Dansk Fjernvarme ser dog gerne at Energistyrelsen i fremtiden inkluderer overskudsvarme fra DAC og koblinger til fjernvarmenettet.</p>		<p>Store varmepumper er indregnet som en væsentlig del af udviklingen af fjernvarmesystemet, hvor der er taget udgangspunkt i data for udeluft som kilde med en gennemsnitlig COP på 3,4. Det er muligt, at overskudsvarme fra datacentre kan udnyttes via varmepumper i stedet for udeluft, hvorved den forventede COP vil være højere. Dette vil give et lidt lavere elforbrug, men ikke ændre væsentligt på den samlede udbygning med varmepumper i AF21.</p> <p>Energistyrelsen anerkender desuden muligheden for udnyttelse af overskudsvarme fra elektrolyse og DAC til fjernvarme. Energistyrelsen vil arbejde på at uddybe beskrivelsen og detaljegraden af PtX og DAC i efterfølgende udgaver af AF.</p>
--	---	--	---

Eltransmissionsforbindelser til udlandet

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
5.01	<p>En fremtid hvor Danmark ikke er eksportør af grøn energi?</p> <p>Wind Denmark opfordrer Energistyrelsen til at overveje realismen i, at den centrale metodiske antagelse for AF om en 'national tilgang' som "er udarbejdet ud fra et nationalt fokus, således at dansk forbrug og dansk produktion antages at følges ad". Wind Denmark henviser blandt andet til, at det er en bredt anerkendt og udbredt forventning, at Centraleuropa, herunder ikke mindst Tyskland, får behov for fremover at blive importør af grøn energi fra Danmark og det øvrige Skandinavien. Wind Denmark finder det stærkt problematisk, at Energistyrelsen beder Energinet om ikke at planlægge efter en sådan fremtid, da det har negative</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsen vurderer at en stor udbygning primært tiltænkt eksport kræver større infrastrukturudbygninger. En fuld udnyttelse af det danske potentiale uden kendte eksportmuligheder vil potentielt forcere en unødvendig udbygning af transmissionsnettet udelukkende for at undgå nedregulering af kapaciteten. Derudover er det ikke kendt, hvorvidt denne ønskede eksport forventes at være i form af el, brint eller andre produkter.</p> <p>Dog forventer Energistyrelsen i arbejdet med de kommende forudsætninger at undersøge balancen mellem forbrug og produktion med henblik på eksport nærmere.</p>

	<p>implikationer for en omkostningseffektiv grøn omstilling for klimaet og for dansk erhvervsliv.</p> <p>Wind Denmark opfordrer til, at Energistyrelsen genovervejer denne centrale forudsætning af to årsager.</p> <p>For det første handler det om markedsdynamikker. Energimarkederne er internationale, og en 'national balance' giver derfor grundlæggende ikke mening, da der i så fald vil være tale om en markedsøkonomisk fejl.</p> <p>For det andet påpeger Wind Denmark, bl.a. med henvisning til aftalerne om energiøerne, at der i Danmark allerede er indgået bredt funderede politiske aftaler, som klart tilkendegiver et politisk ønske om, at Danmark skal være eksportør af grøn energi til det øvrige Europa.</p>		
5.02	<p>Generelle antagelser</p> <p>Ørsted roser udkastet til AF21 for tydeligt at redegøre for de generelle antagelser, som anvendes, men finder anvendelsen af National Trends scenariet for de udenlandske antagelser besynderlig, idet en udvikling, der ikke lever op til EU's klimamålsætninger, næppe kan kaldes for en sandsynlig eller bedste udvikling.</p> <p>Ørsted er klar over, at Energinet i deres beregninger kan anvende andre, bedre scenarier, men denne antagelse vil have en påvirkning af AF21 fx i modelleringen af effekttilstrækkelighed, og finder endvidere eksklusionen af forbrug og produktion til eksport besynderlig.</p> <p>Ørsted påpeger, at i beregninger, som Energinet efterfølgende skal anvende AF21 til, vil disse eksportdrevne anlæg have lige så stor betydning, som anlæg der producerer til et dansk marked.</p>	Ørsted	<p>Se svar til afsnit 5.01.</p> <p>Angående evaluering af effekttilstrækkelighed i AF-regi benytter Energinet samme metode som ENTSO-E gør til MAF og den kommende ERAA, hvilket udelukkende baseres på data indmeldt af TSOerne (svarende til National Trends i TYNDP). Top-down scenarierne i TYNDP (Global Ambition og Distributed Energy) er ikke designet med effekttilstrækkelighed som mål. Det vil derfor være forventeligt at se meget ekstreme og ikke-meningsfyldte resultater, hvis man anvender disse til effekttilstrækkelighedsberegninger. Energistyrelsen minder desuden om, at man kan læse mere om effekttilstrækkelighed i Energinets vurdering heraf i "Redegørelsen for elforsyningsikkerhed", hvor der både er aktørmøder samt en separat høring på netop dette emne.</p>

<p>5.03</p>	<p>Ørsted bemærker, at hvis ekstra havvindudbygning skulle ske via energiøen, da vil øens tiltænkte funktion som et hub-and-spoke koncept tilsige, at yderligere havvindskapacitet med tilslutning til øen vil sammentænkes med tilsvarende interconnectorkapacitet fra øen til Danmark samt et relevant naboland.</p> <p>Ørsted anerkender, at det kan være vanskeligt at indarbejde havvindudbygningen tilsluttet energiøen i Nordsøen og tilhørende udlandsforbindelser i AF21 uden konkrete indikationer om, hvor udlandsforbindelserne skulle tilgå. Ørsted vurderer dog, at udeladelsen af delvis eksportkapacitet til udlandet for hver additionel havvindkapacitet tilsluttet energiøen i AF21 medfører et forregnet billede af en sandsynlig udvikling af elsystemet.</p> <p>Det skyldes, at hvis energiøen udbygges med samlet 10 GW og i nogen grad har tilhørende interconnectorkapacitet for dele af den samlede havvindkapacitet, da vil den additionelle havvindudbygning i AF21 dels skulle forekomme hurtigere for fortsat at muliggøre, at 100 pct. af det danske elforbrug dækkes af VE frem til 2040, men den øgede grad af handelskapacitet mellem Danmark og udlandet vil formentlig også få en effekt på effektilstrækkelighed mv. i AF21.</p> <p>Ørsted foreslår, at der i havvindnotatet som minimum beskrives, at havvindudbygningen i Danmark kan forekomme hurtigere i tid end pt. anført, såfremt tilhørende interconnectorkapacitet sammentænkes med udbygning, samt at dette vil have en effekt på effektilstrækkeligheden.</p> <p>Ørsted bemærker endvidere, at I Excel-arket, så står Polen fortsat nævnt som IC-part for Energiø Bornholm. Dette bør konsekvensrettes til Tyskland.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Energistyrelsen lader Energinet have frihed til selv at vurdere hvorvidt yderligere havvind efter energiøerne er fuld idriftsat tilsluttes radialt eller via energiøen. Yderligere analyser af energiøerne som et hub-and-spoke projekt med dertilhørende interkonnektorer vil blive undersøgt i separate analyser i regi af energiø-projekterne.</p> <p>Hastigheden for udbygningen af havvind vil blive vurderet igen i forbindelse med følgende fremskrivninger og vil afhænge af forventningen til såvel elforbruget som mulighederne for eksport af strøm og/eller andre produkter.</p> <p>Energistyrelsen takker for bemærkningen om forbindelsen til Polen, der vil blive rettet til Tyskland i den endelige udgave.</p>
--------------------	---	---------------	--

<p>5.04</p>	<p>Udlandsforbindelser</p> <p>Energinet har tidligere anmeldt at de vil anvende udlandsforbindelserne til at reservere reserver. Implikationen af dette er ikke håndteret i AF, men bør fremgå.</p> <p>I 2020 var der markante begrænsninger på SE-DK2-forbindelsen på baggrund af udetid på et enkelt kabel. begrænsningerne blev 0 - 400 MW. Hvis dette er en reduktion, der kan påvirke effektilstrækkeligheden, bør dette metodemæssigt håndteres.</p> <p>Svenska Kraftnät har ændret metode for allokering af kapacitet på udlandsforbindelserne, der ikke opfylder de simple 70 % krav. Dette fremgår fx af webinar 26. august 2021. Da metoderne kapacitetsmæssigt er markant forværende for effektilstrækkeligheden, bør implikationen heraf fremgå af AF.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Begrænsninger på forbindelsen SE-DK2 i 2020 skyldtes ifølge Energinet gennemførelse af planlagte reinvesteringer og vil derfor ikke blive implementeret i forhold til fremtidige forventninger til transmissionskapaciteten.</p> <p>Havari og revisioner af udlandsforbindelser inkluderes i effektilstrækkelighedsvurderingerne på lige fod med udfald af konventionel elproduktion. Dette kan man læse mere om i Energinets "Redegørelse for elforsyningsikkerhed".</p> <p>Jf. bemærkningen om Svenska Kraftnät's mulige fravigelse fra 70% kravet, må Energistyrelsen antage, at landene i ENTSO-E efterlever de krav og markedsregler, de er pålagt af ACER og lovgivningen på området.</p>
--------------------	---	---------------	--

Forbrug i husholdninger og erhverv

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>6.01</p>	<p>Individuelle varmepumpers andel af elforbruget</p> <p>TEKNIQ Arbejdsgiverne læser AF sådan, at der forventes en stabil udvikling i salget af varmepumper, hvilket de ikke mener er tilfældet, og henviser til Energistyrelsens statistik over solgte varmepumper (Energistatistik: metoder mm. hvor salget af individuelle varmepumper er steget markant de seneste år.</p> <p>TEKNIQ Arbejdsgiverne vurderer, at salget af varmepumper på sigt vil nå ca. 30.000 stk. årligt for dermed at kunne</p>	<p>TEKNIQ Arbejdsgiverne</p>	<p>Vurderingen af omstilling fra fossile brændsler til varmepumper og fjernvarme er baseret på en samlet model af de danske husholdningers varmeefterspørgsel, Energistyrelsens IntERACT model. I IntERACT modellen indgår såvel forventninger til el- og fjernvarmepriser fra RAMSES modellen, teknologiomkostninger knyttet til varmepumper og andre konverteringsteknologier, samt investeringer i energieffektivisering af enfamiliehuse- og etageboliger. I IntERACT-modellen indgår således også at huse tilsluttet fjernvarme hen over tid bliver mere energieffektive.</p>

	<p>dække behovet i forbindelse med nybyggeri, konverteringer af olie- og naturgasfyr såvel som på sigt også udskiftningsmarkedet i forhold til udtjente varmepumper.</p> <p>TEKNIQ Arbejdsgiverne mener, at det, ud fra vurderinger af elforbruget til varmepumper i de efterfølgende år, tyder på, at man ikke har indregnet nogen stigning i salget af varmepumper, og dermed får nogle noget lavere stigninger i elforbruget.</p>		<p>I IntERACT modelleres varmebehovet på baggrund af antal forventede opvarmede kvadratmeter, og der bliver således ikke sat antal på hverken varmepumper eller husstande.</p> <p>Energistyrelsen takker for TEKNIQ Arbejdsgivernes høringssvar og de pointer der fremhæves. Det kan nævnes, at andre interessenter (se afsnit 6.02) peger på, at Energistyrelsen antager en for stor direkte elektrificering ift. fjernvarme. Det kan signalere, at der er en væsentlig usikkerhed på dette område, og udviklingen er derfor noget Energistyrelsen er imødekommende overfor at se nærmere på i AF arbejdet.</p> <p>Det kan desuden nævnes at Energistyrelsen er i gang med en større analyse omkring konverteringer væk fra fossile brændsler og fordelingen heraf over til varmepumper og fjernvarme på et detaljeret geografisk niveau. Analysen skal senere føde ind Energistyrelsens modelarbejde.</p>
6.02	<p>Forbrug i husholdninger Dansk Fjernvarme forstår ikke antagelsen om at "skrottede gasfyr erstattes i høj grad af eldrevne varmepumper, og i mindre grad af fjernvarme". Det pågår lige nu mange konverteringsprojekter fra individuelle naturgasfyr til fjernvarme. Det vil derfor være Dansk Fjernvarmes forventning at en stor andel af de skrottede gasfyr erstattes med fjernvarme og at fjernvarmeforbruget derfor stiger mere end der forventes i AF21.</p>	Dansk Fjernvarme	Se svar til afsnit 6.01.
6.03	<p>Gasforbrug i husholdninger DE efterspørger, med henvisning til baggrundsnotatet "Forbrug i husholdninger og erhverv" hvor det fremgår, at udfasning af gasfyr i husholdninger antages at ske mere afdæmpet frem mod 2034 end tidligere antaget, hvad denne ændring af antagelse skyldes.</p> <p>Gasforbrug i erhverv DE påpeger, at gaspriser inkl. afgifter også påvirker erhvervenes energiforbrug, da dette har stor betydning for</p>	Dansk Energi	<p>Husholdningernes gasforbrug ligger højere i AF21 end i AF20 frem til 2035. Dette skyldes først og fremmest, at der i AF21 er anvendt et højere statistisk udgangspunkt end i AF20. Dertil kommer, at der på det korte sigt i AF21 forventes at ske en mere afdæmpet udfasning af gasfyr i forhold til forventningen ved udarbejdelsen af AF20, hvor det politisk var på tale, at sikre en relativt hurtig udfasning.</p> <p>Energistyrelsen har erfaret, at den beskrivende tekst omkring husholdningernes gasforbrug i baggrundsnotat ikke er helt dækkende og på den baggrund blevet justeret.</p>

	<p>virksomheders valg af energiform, men dette fremgår ikke af AF. DE skal derfor opfordre til, at dette også indgår i AF. Desuden har priser på biogas-oprindelsesgarantier og tilhørende bæredygtighedscertifikater betydning for virksomheders valg af grønne løsninger. Dette kan derfor med fordel også indgå i antagelserne om erhvervenes energiforbrug.</p> <p>Endelig bemærker DE, at navngivning af følsomhedsscenerierne i figur 6 i notat ikke er retvisende. De to følsomhedsscenerier kaldes "langsommere" og "hurtigere", men resulterer faktisk i hhv. højere og lavere gas i 2040. DE opfordrer til, at scenarierne kaldes noget mere retvisende og opfordrer desuden Energistyrelsen til at beskrive nærmere, hvad der ligger til grund for de anbefalede parametervariationer (dvs. scenarier med højere og lavere gasforbrug).</p>		<p>Gaspriser og afgifter herpå påvirker naturligvis også erhvervenes forbrug, og dette burde også være medtaget i opremsningen af væsentlige faktorer i notatet.</p> <p>Energistyrelsen er opmærksom på dette, men det er på nuværende tidspunkt ikke noget, der indgår i modellerne.</p> <p>Følsomhedsscenerierne "langsommere" og "hurtigere" repræsenterer hhv. en langsommere og en hurtigere udfasning af gas, end hvad der er angivet i den egentlig fremskrivning. Energistyrelsen vil overveje andre navngivninger til fremtidige AF. Ligeledes vil der kigget på, at give en bedre forklaring på de antagelserne bag følsomhedsscenerierne.</p>
--	--	--	--

Ledningsgas og gasstrømme

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
7.01	<p>CONCITO mener en opdeling af forbrug i eksisterende og nye aftagere vil gøre det nemmere at vurdere AF. Med nye aftagere tænkes særligt på forventningerne til aftag i de industrier, der i dag bruger kul, petrokoks og olie.</p> <p>CONCITO mener desuden ikke at antagelsen om en stigende gasefterspørgsel til transport frem mod 2040 er realistisk med henvisning til fx at Tyskland har indført højere afgifter på gaslastbiler, og at den teknologiske udvikling af elektriske lastbiler går stærkt.</p>	CONCITO	<p>Det er ikke muligt for Energistyrelsen, at opdele gasforbruget på nye og eksisterende aftagere med det eksisterende model-setup. Energistyrelsen er opmærksomme på ønsket om at kunne vise en sådan en opdeling, og vil se nærmere på mulighederne for at udarbejde indikatorer herfor til kommende udgaver af AF.</p> <p>Som anført i baggrundsnotatet er de forudsætninger, der ligger til grund for udviklingen i el- og gasforbruget til transport i AF21, forbundet med betydelig usikkerhed. Udviklingen i forbruget af gas har stor betydning for Energinet, og da der vurderes at være betydelig usikkerhed om, hvorvidt og i givet fald i hvilket omfang, gas vil blive udbredt som brændstof i transportsektoren</p>

	<p>CONCITO spørger til, hvilken værdi af oprindelsesgarantier vurderes at være nødvendig for at drive en støttefri udbygning af biogas, og hvad skal sikre at dette niveau opnås? De spørger desuden til, med henvisning til figur 1 i gasnotatet, hvorfor den gas ikke opgraderes og sælges til Europa, hvis prisen på oprindelsesgarantier er høj nok til at drive en støttefri udbygning?</p>	<p>fremadrettet, anbefales det derfor i baggrundsnotatet, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser på udviklingen i gasforbruget. Som én mulig parametervariation foreslås det at anvende et forløb uden brug af gas til transport.</p> <p>Energistyrelsen har på nuværende tidspunkt ikke noget godt bud på den forventede fremtidige udvikling i prisen på oprindelsesgarantier, og der er ikke blevet set på, hvilken værdi af oprindelsesgarantier der er nødvendig for at opnå en støttefri udbygning med biogas. I fht. fortolkningen af figur 1 i høringsudgaven af baggrundsnotatet er det værd at være opmærksom på, at der ikke ligger nogen eksplicit forudsætning om, at opgraderet biogas efter udløbet af de kendte støtteordninger er støttefri. AF beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2040 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejde, men forholder sig ikke til konkrete tiltag, støtteforudsætninger og virkemidler, da der er fokus på trends i den langsigtede udvikling. AF forholder sig heller ikke til, i hvilket omfang der fremadrettet er behov for nye virkemidler for at sikre udbygningen med grøn gas, eller hvad der skal til for at denne udbygning sker på markedsvilkår.</p> <p>Bl.a. i lyset af de modtagne hørings svar er det til den endelige udgave af AF21 valgt at ændre tilgangen ift. høringsudgaven, så al den grønne gas fra fremskrivningen, der vises i baggrundsnotatets figur 1, forudsættes opgraderet. Det får som implikation, at mængden af grøn gas i nettet vil overstige det danske forbrug fra 2034, hvorved grøn gas forudsættes eksporteret til udlandet. Det bemærkes hertil, at grøn gas allerede i dag, og i stigende grad, eksporteres til Sverige og Tyskland, jf. statistik fra Energinets certifikatregister.</p> <p>Antagelsen i AF21 om at merproduktionen af grøn gas indføres på gasnettet og eksporteres er dog forbundet med væsentlige usikkerheder, idet grønne gasser efterspørges som brændsel i sektorer, som ikke umiddelbart forventes at kunne elektrificeres, såsom transport. Det er således også en mulighed, at merproduktionen af grønne gasser finder direkte anvendelse til andre formål uden om ledningsnettet.</p>
--	--	--

<p>7.02</p>	<p>Bemærkninger til AF21 – Baggrundsnotat – Ledningsgas og gasstrømme</p> <p>Evida påpeger, at det fremgår af baggrundsnotatet vedrørende ledningsgas og gasstrømme, at den opgraderede mængde (GWh) grøn gas efter 2035 vil være faldende, og at det begrundes med, at overskydende grønne gasser anvendes uden at blive opgraderet og uden at indgå i gasnettet. Evida mener, at antagelsen har den konsekvens, at mængden af opgraderet grøn gas efter 2035 vil være faldende, hvilket betyder i praksis, at gasproducenter, der førhen opgraderede gassen, efter 2035 skal finde nye anvendelsesområder for den grønne gas uden om gassystemet.</p> <p>Evida vurderer på baggrund af foretagne analyser, at det er mere sandsynligt, at gasproducenterne fortsat vil opgradere den grønne gas, idet gasproducenterne har investeret i opgraderingsudstyr samtidig med, at støtte til opgradering af biogas forløber over 20 år, hvorved støtteperioden løber til efter 2035.</p> <p>Evida henviser til, at det i baggrundsnotatet fremgår, at merproduktion af gas bl.a. skønnes anvendt i den del af transporten, der ikke kan elektrificeres. Det er Evidas forventning, at LNG i noget omfang vil vinde indpas i den del af transportsektoren, som ikke kan elektrificeres.</p> <p>Evida forventer, at gas anvendt til LNG produktion vil være rørført, og henviser til at det fremgår af baggrundsnotatet om ledningsgas og gasstrømme, at det er muligt fremadrettet at eksportere gas til udlandet, og at det i 2040 antages, at Danmark har eksport af gas til både Sverige og Tyskland.</p>	<p>Evida</p>	<p>Se svar til afsnit 7.01.</p>
--------------------	--	--------------	---------------------------------

	<p>Det er Evidas vurdering, at en andel af denne eksport meget vel kunne være opgraderet grøn gas. En andel af den grønne gas vil givetvis finde anvendelse uden om gassystemet, dog finder Evida, at det er meget sandsynligt, at der også vil blive eksporteret grøn gas til udlandet.</p> <p>Evida mener derfor, at antagelsen bør ændres, så mængden af grøn gas, der opgraderes til gassystemet, ikke reduceres, men at den grønne gas derimod eksporteres til udlandet.</p>		
7.03	<p>Gasforbrug og grøn gas</p> <p>Wind Denmark påpeger, at i AF forudsættes at al indenlandsk gasforbrug i 2034 vil kunne dækkes af biogas svarende til en samlet produktion på ca. 55 PJ, hvoraf de 47 PJ opgraderes til nettet, mens yderligere 8 PJ leveres uden for gasnettet. I relief hertil vurderede ENS i seneste analyse fra 2018, at det tekniske potentiale lå mellem 40-50PJ (ekskl. metanisering), men at en fuld udnyttelse ikke ansås som være økonomisk rentabelt.</p> <p>Wind Denmark finder det uklart, hvilke parametre der ligger til grund for, at man i AF21 vurderer, at den danske biogasproduktion nu kan overstige Energistyrelsens eget bud på et teknisk potentiale – en undren der kun forstærkes af, at vurderingen fra 2018 tog udgangspunkt i iblanding af energiafgrøder på 12 pct., hvilket som bekendt skal være 4 pct. i 2024, hvilket dermed reducerer det tekniske potentiale yderligere.</p> <p>Wind Denmark stiller sig derfor kritisk overfor, at dette skulle udgøre det bedste bud og opfordrer derfor til, at Energistyrelsen fremlægger en uddybende forklaring for denne antagelse.</p>	Wind Denmark	<p>Der skelnes ikke imellem gastyper i fremskrivningen af grønne gasser i AF21. Det vurderes ganske rigtigt, at udbygningen frem imod 2030 hovedsageligt omfatter opgraderet biogas, men som det er beskrevet i baggrundsnotatet om ledningsgas kan det ikke udelukkes, at også andre typer bio- eller el-baserede grønne gasser, f.eks. brint eller forgasningsgas, kan komme til at spille en rolle i ledningsgasnettet på længere sigt. Derfor giver biogaspotentialet ikke nødvendigvis en øvre grænse for mængden af grønne gasser i nettet.</p> <p>Derudover bemærkes det, at den rapport der refereres til i høringssvaret, ikke udgør nyeste viden på området. Således fremgår det af Energiafgrødeanalysen (Wenzel H, JM Triolo, LV Toft, N Østergaard (2020)), at det fysiske potentiale for biogas udgør ca. 90 PJ/år i 2040, forudsat at flere typer biomasse fuldt ud anvendes til biogasproduktion. Med en yderligere dosering af brint og metanisering af biogassens CO₂-indhold, anslås det, at dette potentiale kan stige op til 160 PJ/år.</p> <p>Fremskrivningen af grønne gasser er baseret på en forventning om, at udbygningen af produktionskapacitet til grønne gasser vil fortsætte efter de nuværende støtteordningers udløb. AF beskriver en sandsynlig udvikling af de dele af energisystemet, der er relevante for Energinets virke, under hensyntagen til opfyldelse af de energi- og klimapolitiske målsætninger. I modsætningen til Klimafremskrivningen ligger der således ikke nødvendigvis specifikke virkemidler til grund for fremskrivningerne og der tages heller ikke stilling til, i hvilket omfang der fremadrettet er behov for nye virkemidler for at</p>

<p>I forlængelse heraf antages det ligeledes, at prisen på oprindelsesgarantier vil stige substantielt og resultere i ustøttet biogas. Med udgangspunkt i de fremskrevne brændsels-priser/kvotepriser, estimerede produktionsomkostninger og nuværende lave prissætning på bionaturgascertifikater, opfordrer Wind Denmark til, at Energistyrelsen også her fremlægger en uddybende forklaring for, hvordan man er kommet frem til det resultat.</p> <p>Hertil forudsættes det ydermere, at der vil forekomme gas til søtransport, og at denne sandsynligt i fremtiden vil blive leveret af det kollektive gasnet og derefter konverteret via et fordråbningsanlæg. I den forbindelse bemærker Wind Denmark, at omkostningerne forbundet med et fordråbningsanlæg er høje og vil kræve en substantiel efterspørgsel. Umiddelbart vurderes det nuværende forbrug jf. Samsøfærgeren og MS Stavangerford og den mindre forventede stigning ikke at være tilstrækkeligt til en forrentning af sådan en investering. Det må derfor formodes, at antagelsen om et fordråbningsanlæg beror på andet gasforbrug/efterspørgsel som f.eks. den tunge transport og international skibsfart. For landtransportens vedkommende vil dette dog kræve et skift i den nuværende praksis, da denne baserer sig på CNG, mens der for den internationale skibsfart kan sættes spørgsmålstegn ved, om dette er hensigtsmæssigt grundet metantab og med udgangspunkt i de danske biomasseressourcer vil betyde, at produktion af grøn gas ikke kan blive 1:1 med efterspørgslen, som forudsættes.</p> <p>Grunden til at Wind Denmark italesætter det fremskrevne gasforbrug er, at der er en risiko for, at en for optimistisk tilgang til udviklingen af biogas kan resultere i en lang række fejlinvesteringer, hvor gas vælges i stedet for en hel eller delvis elektrificering. Dette skal ses ud fra, at med en</p>		<p>sikre en udbygning med grøn gas, eller hvad der skal til for at denne udbygning sker på markedsvilkår. Der er således ikke lagt en specifik analyse af den forventede udvikling i oprindelsesgarantipriserne til grund for AF, men en generel forventning om, at øget efterspørgsel på grønne brændsler vil øge betalingsvilligheden. Det bør understreges, at denne forventning hverken udelukker, at der vil findes støttede grønne gasser i energisystemet efter udløbet af de eksisterende støttordninger eller at der kan blive behov for yderligere virkemidler til at opfylde de energi- og klimapolitiske målsætninger.</p> <p>Udviklingen i gasforbrug til søtransport er ikke revurderet til AF21, da der i år kun er foretaget en let opdatering af forudsætningerne i fht. til sidste års AF (AF20). Der vil blive set nærmere op forudsætningen om, at der sker en svag stigning i gasforbrug til søtransport og at denne antages leveret via nettet til næste års AF. I den forbindelse vil Energistyrelsen forholde sig til informationen i høringsvaret.</p> <p>Som beskrevet ovenfor ligger der ikke i fremskrivningen af grøn gas til AF21 nogen forudsætning om 100 pct. grøn støttefri biogas på noget tidspunkt frem mod 2040. Dette vil blive præciseret i baggrundnotatet.</p>
--	--	--

	<p>udsigt til 100 pct. grøn gas i nettet og tilmed en betalingsvilje der kan gøre biogassen støttefri, forekommer en risiko for, at der kan tages/forsvares politiske investeringsbeslutninger udelukkende baseret på en noget tvivlsom forventning til fremtiden. ekstra for biogassen, da kogte rødbeder er en vare, der er konkurrenceudsat ifh. til udlandet.</p>		
7.04	<p>Klarere metoderegler for Energinets analyser CONCITO opfordrer, med henvisning til Energinets businesscase for gasrøret til Lolland, og for at undgå fremtidige uklarheder, at AF suppleres med et sæt klare regler for, hvordan der regnes på samfundsøkonomi i Energinets beslutningsoplæg. Derudover bør AF, ud over CO2 kvoteprisen, suppleres med en samfundsøkonomisk CO2 pris, der flugter med 70 procentsmålet, hvis en sådan er relevant for Energinets arbejde.</p>	CONCITO	<p>Det ligger uden for rammerne af AF at opstille regler for, hvordan Energinet skal foretage samfundsøkonomiske beregninger.</p> <p>Det bemærkes, at enhver fremskrivning af CO2-priser vil være usikker og Energistyrelsen opfordrer Energinet til inkludere relevante følsomhedsberegninger i deres analyser.</p>
7.05	<p>DE mener ikke, at det er hverken retvisende eller rimeligt at antage, at alt danskproduceret grøn gas forbruges i Danmark. Energinets opgørelse af solgte certifikater (som overgik til oprindelsesgarantier fra 1. juli 2021) viser tydeligt, at langt hovedparten af danske biogascertifikater sælges til Sverige og Tyskland, som det ses af figuren nedenfor.</p> <p>Dansk Energi mener på denne baggrund, at AF ikke kan anvende formuleringer som "dansk forbrug af grøn gas" eller "I 2040 antages det, at hele det danske gasforbrug dækkes af grøn gas" med udgangspunkt i mængden af danskproduceret biogas.</p> <p>Dansk Energi konstaterer, at produktionen af grønne gasser forventes at overstige det danske forbrug af ledningsgas fra 2034. Desuden beskriver Energistyrelsen, at de forventer en stigende pris på biogasoprindelsesgarantier og dermed et marked for ustøttet biogas, samt at dette understøtter</p>	Dansk Energi	<p>Se svar til afsnit 7.01.</p> <p>Energistyrelsen har på nuværende tidspunkt ikke noget godt bud på den forventede fremtidige udvikling i prisen på oprindelsesgarantier, og der er ikke blevet set på, hvilken værdi af oprindelsesgarantier der er nødvendig for at opnå en støttefri udbygning med biogas. I fht. fremskrivningen er det værd at være opmærksom på, at der ikke ligger nogen eksplicit forudsætning om, at opgraderet biogas efter udløbet af de kendte støtteordninger er støttefri. AF beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2040 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejde, men forholder sig ikke til konkrete tiltag, støtteforudsætninger og virkemidler, da der er fokus på trends i den langsigtede udvikling. AF forholder sig heller ikke til, i hvilket omfang der fremadrettet er behov for nye virkemidler for at sikre udbygningen med grøn gas, eller hvad der skal til for at denne udbygning sker på markedsvilkår.</p>

	<p>udbygningen af grøn gas efter de nuværende støtteordningers udløb i 2030.</p> <p>Stigende priser på biogasoprindelses-garantier, som i højere grad reflekterer omkostningerne ved produktion af opgraderet biogas, bør være drivende for fremtidig udbygning af biogas i Danmark. Det er derfor vigtigt med transparens om priserne for oprindelsesgarantier, som ventes at være drivende for fremtidens biogasmarked. Dansk Energi skal derfor opfordre Energistyrelsen til at inkludere priserne for oprindelsesgarantier i AF.</p>		
7.06	<p>Forbrug af den overskydende biogas</p> <p>Med henvisning til det virtuelle høringsmøde d. 25. august om AF, hvor der blev efterspurgt inputs til hvad der sker med den overskydende biogas, har Biogas Danmark Outlook lavet et skøn på hvordan anvendelsen kunne se ud.</p>	Biogas Danmark	Energistyrelsen takker for inputtet om mulig brug af biogas. Det vil indgå i arbejdet med næste års AF.
7.07	<p>Grøn gas – adskillelse af biogas og andre grønne gasser</p> <p>I sammenfatningsnotatet er det beskrevet at grøn gas vil udgøre 70 pct. af gasforbruget i 2030 og 100 pct. 2040. Men som man både kan se i figur 12 og baggrundsnotatet sker det i 2034. Kunne det overvejes at opdele grøn gas så det blev mere specifikt hvad der er biogas og hvad der forventes at være andre grønne gasser fx, er brint?</p>	Biogas Danmark	<p>Teksten, der henvises til, indgår i et afsnit af sammenfatningsnotatet, hvor udviklingen frem imod 2040 beskrives. Energistyrelsen finder det derfor naturligt, at brødteksten beskriver den forventede situation i 2040, skønt figuren og det tilhørende baggrundsnotat angiver, at den danske efterspørgsel på ledningsgas kan dækkes med grønne gasser allerede fra 2034.</p> <p>På nuværende tidspunkt skelnes der ikke imellem forskellige gastyper i fremskrivningen af grønne gasser til AF21.</p>
7.08	<p>Er gasforbruget fra Nordic Sugar og Fynsværmet medregnet?</p> <p>Biogas Danmark spørger med henvisning til at det på høringsmøde d. 25. august blev oplyst, at Aalborg Portland var taget delvis med i forbruget af gas, om det også gælder for Nordic Sugar og Fynsværket? Og er det antaget, at de kommer til at bruge naturgas eller biogas?</p>	Biogas Danmark	Fremskrivningen af gasforbruget indregner omstilling af Nordics Sugar og Fynsværket. Da ledningsgas er en kombination af naturgas og grønne gasser, skelnes der ikke imellem disse gasser på forbrugssiden i AF.
7.09	<p>Biogasproduktionen udenfor ledningsnettet</p> <p>Biogas Danmark spørger til, om Energistyrelsen har overvejet effekten af, at de el-producerende biogasanlægs støtte løber ud fra 2032 og der forventeligt i årene op til</p>	Biogas Danmark	AF21 indlægger en antagelse om fortsat, men aftagende forøgelse af indfødnig af grønne gasser på ledningsnettet efter 2030. Denne antagelse dækker dels over opførelse af ny kapacitet og dels over indfødnig af gasser, som i dag anvendes til andre formål, men på sigt kan forventes tilført

	<p>2030 vil være flere af disse anlæg, der konverterer til andre produktionsmetoder?</p> <p>Biogas Danmark påpeger, at der i forudsætningsnotatet, og AF21, bliver der antaget, at produktionen af biogas udenfor nettet forventes at være stort set uændret.</p> <p>Med energiaftalen 29. juni 2018 blev det besluttet, at eksisterende anlæg kun kan få støtte i op til 20 driftsår efter 2012. Det vil for mange af de el producerende anlæg sige indtil 2032. Derfor antages det, at mange varmegærker m.v. vil vælge at konvertere til varmepumper før støtteperioden udløber, hvorved biogasanvendelsen ophører. Derudover antages det, at varmepumper i fremtiden bliver et endnu mere attraktivt valg som varmekilde, eksempelvis gennem lempelser på elafgifter således at modernisering af anlæg med installation af varmepumper fremskyndes. Det vil medføre, at en større andel af biogassen vil blive tilført ledningsnettet.</p>		<p>ledningsnettet. AF21 opererer således ikke med nogen antagelse om, at produktionen af biogas uden for nettet forventes at være stort set uændret.</p>
<p>7.10</p>	<p>Gas</p> <p>I AF-21 deles naturgasmængderne fra Nordsøproduktion mellem flow til Danmark og Holland med en fast split på 75/25. Med undtagelse af en offentliggjort lang kontrakt, antages det at volumener til Polen tilvejebringes fra Norge, uden nogen interaktion med det danske marked, ligesom det antages at volumener fra Norge kun kan sendes videre til Polen. For tilvejebringelse af fleksibilitet til det danske marked antages det dermed, at dette kun sker i Ellund punktet.</p> <p>Det er Ørstedes opfattelse at producenter af Naturgas kontinuert vil søge den højest mulige pris efter afholdelse af transportomkostninger, samt at købere vil søge den lavest mulige pris efter afholdelse af transportomkostninger. For producenter på den danske sokkel vil det betyde at de vil se</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Energistyrelsen ser sig ikke på nuværende tidspunkt i stand til at opstille egentlige modeller, der kan forudsige gasflowet. Mht. gassen fra den danske del af Nordsøen er der valgt en simpel tilgang med en forudsætning om, at 75% af gassen flyder til Danmark, mens de resterende 25% flyder til Holland. Der er betydelig usikkerhed om denne fordeling. Energistyrelsen vil i den endelige udgave af baggrundsnotatet indarbejde et afsnit om usikkerhed og følsomheder, og vil i den forbindelse anbefale Energinet at supplere AF21 med følsomheder med andre fordelingsnøgler – herunder på fordelingen af gassen fra Nordsøen.</p> <p>Det er korrekt, at forventet gasflow via Baltic Pipe er holdt stort set separat i forudsætningerne. I praksis kommer gas fra Norge gennem Baltic Pipe dog til at flyde sammen med det øvrige gas i transmissionsnettet, og det er Energinet naturligvis opmærksom på i forbindelse med anvendelsen af forudsætningerne.</p>

<p>på Hub priser i Danmark og i Holland, samt på transportpriserne dertil. Nuværende prisstrukturer tilsiger at de vil vælge transport til Danmark.</p> <p>For tilvejebringelse af fleksibilitet til det danske marked, skal der i Ellund punktet betales både entry og exit omkostning for at transportere, samt en variabel tarif ved eksport. Tilvejebringes fleksibilitet i stedet via norsk gas, skal der maksimalt betales ekstra entry DK for flere mængder til det danske marked og entry Holland eller entry Tyskland ved færre mængder til det danske marked. Det må derfor antages at det norske system, Gassco, vil være en større kilde til fleksibilitet i Danmark end punktet Ellund.</p>		
--	--	--

Power-to-X (PtX) og Direct Air Capture (DAC)

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
8.01	<p>DE finder det særdeles positivt, og helt i tråd med 70% målsætningen, at elforbruget er opjusteret i AF21 sammenlignet med tidligere udgaver. DE minder dog om, at der fortsat mangler initiativer for at elektrificere bl.a. industrien.</p> <p>Eksport af PtX produkter og international transport er vigtige anvendelse for Power-to-X, og disse kan med stor sandsynlighed føre til et betydeligt elforbrug inden 2030. De er ikke medtaget i fremskrivningen af elforbrug (jf. de generelle kommentarer). Projektporteføljen af offentlig kendte PtX-projekter i Danmark er på ca. 6 GW elektrolyse i 2030. Altså markant højere end middelskønnet i AF21 på ca. 1 GW elektrolyse.</p>	Dansk Energi	<p>Energistyrelsen mener, at der kan være flere veje til opfyldelse af 70 pct.-målet i 2030, hvor CO2-reduktioner via elektrificering i industrien kan bidrage på forskellig vis. Energistyrelsen arbejder løbende med at forbedre vurderingerne af det fremtidige elforbrug og vil også have dette som fokusområde i næste års forudsætninger.</p> <p>Energistyrelsen anerkender at eksport af brint og andre PtX-produkter er en mulig udviklingsvej for Power-to-X i Danmark. Det er derfor også anført i baggrundsnotatet om PtX at usikkerheden om den samlede produktion af PtX-brændstoffer i Danmark vurderes særlig stor i opadgående retning fra det centrale forløb, da der også på kort sigt kan etableres anlæg med udgangspunkt i muligheder for eksport. Det er Energistyrelsens vurdering, at en stor udbygning med eksport for øje kan føre til større nationale infrastrukturudbygninger. Energistyrelsen noterer sig behovet for at inkludere</p>

	<p>Det er positivt at der er tilføjet udfaldsrum for Power-to-X elforbruget på figur 4. DE opfordrer til at inkludere PtX-elforbrug med muligt elforbrug drevet af eksport, både ift. middelskøn og udfaldsrum for PtX. Ift. netudbygningsplanlægning vil det også være relevant at inkludere forventninger til hvor i elsystemet (eller gas/brintsystemet) PtX-produktionen placeres.</p>		<p>analyser af mulige PtX-udbygninger med eksport for øje, og vil vurdere mulighederne for at dette medtages i det fremadrettede arbejde med AF. Energistyrelsen er enig i, at analyser af placering af PtX er vigtig, hvilket Energinet også har fokus på i deres analyser af PtX.</p>
8.02	<p>Det store udfaldsrum i det fremtidige elforbrug bør i højere grad reflekteres</p> <p>I forhold til AF20 finder Wind Denmark det positivt, at der er sket en opjustering af el-forbruget. Selvom der er tale om en relativ stor stigning er Wind Denmark stadig ikke overbevist om, at elforbruget i AF21 giver et retvisende billede af fremtiden. Dette skyldes dels, at Klimapartnerskabet for energi- og forsyning estimerer et elektricitetsbehov på 71 TWh'er i 2030. Dels at den store usikkerhed om PtX-kapaciteten, den teknologiske udvikling inden for el-køretøjer og at energiforbruget til CCS ikke er inkluderet, og dermed efterlader et stort udfaldsrum. For at sikre en tilstrækkelig netplanlægning opfordrer Wind Denmark til, at Energistyrelsen fremadrettet på lige fod med PtX, også inkluderer et udfaldsrum for CCS og eldrevet transport, som Energinet skal anvende i sine følsomhedsberegninger.</p> <p>I tillæg til hvor stort et elforbrug som 70%-målet kræver og usikkerheden om omfanget af PtX-relatere elforbrug i Danmark, vil Wind Denmark i forlængelse af den indledningsvise kritik af antagelsen af, at dansk produktion og forbrug skal balancere, også her fremføre at det bedste bud på en sandsynlig fremtid, som Energinet bør planlægge efter, bør indeholde en forventning om, at Danmark er nettoeksportør af strøm, udover hvad der kommer af direkte eleksport fra energiøerne.</p>	Wind Denmark	<p>Se svar til afsnit 1.02 vedr. CCS.</p> <p>Se svar til afsnit 5.01 vedr. eksport af strøm.</p> <p>Energistyrelsen er opmærksom på vigtigheden af udfasning af biomasse, og forventer at øge fokus på det i de kommende fremskrivninger.</p>

	<p>Slutteligt vil Wind Denmark igen appellere til, at der bør udarbejdes et udfasningsscenarie for biomasse. Dette skal ses ud fra, at myndighederne i et mødenotat fra 2019 selv konkluderer, at anvendelse af biomasse til energiformål skal reduceres med 80%, hvis Danmark fortsat skal bevare sin status som et grønt foregangsland. En sådan reduktion vil selvsagt have en stor betydning for energisystemet, og med den stigende kritiske granskning af biomasseanvendelse, f.eks. manifesteret i KOMs forslag til revideringen af VEII-direktivet, hvor bæredygtighedskriterierne strammes, er det ikke usandsynligt, at den ovenfor nævnte myndighedsvurdering meget vel kan blive en realitet inden 2030 i et større eller mindre omfang.</p>		
8.03	<p>Eksport af el og PtX er ikke med i AF21 "AF21 er baseret på, at produktion og forbrug af PtX-brændstoffer til at dække energibehov i Danmark balancerer på langt sigt. AF21 tager således afsæt i det danske system ud fra et nationalt fokus hvor forbruget og produktionen følges ad. Derfor forholder AF21 sig ikke yderligere til Danmarks position i de internationale markeder for PtX-brændstoffer." (s. 6)</p> <p>Danmark kan skabe markante bidrag til CO2-reduktion i andre lande samt til international transport og landbrugssektoren. Dette kan bl.a. være eksport af el og PtX, fx eksport af brint til Tyskland samt produktion af brændsler til fly og skibe. Et eksempel er fx Mærsk køb af 8 e-metanol dualfuel skibe fra 2024, som hvis e-brændstoffet skal produceres i Danmark, ville kræve ca. 1 GW elektrolyse. Der kan altså føre markante elforbrug med sig i Danmark, hvis der opstår markedsbaserede muligheder for eksport af PtX-produkter baseret på danske VE-ressourcer og konvertering i Danmark.</p>	Dansk Energi	Energistyrelsen anerkender at eksport af brint og andre PtX-produkter er en mulig udviklingsvej for Power-to-X i Danmark. Se afsnit 8.01.

	<p>Det bør være en kerneopgave for Energinet at levere den infrastruktur som markedet efterspørger, både drevet af nationale klimamål og øvrige markedsbehov. Eksport kan få markant indflydelse på dimensionering, økonomi og idriftsættelse af dansk energiinfrastruktur, fx energigår, el- og brintnet og derfor bør eksport ikke ignoreres i AF eller Energinets planlægning.</p> <p>Energinet bør i samarbejde med Energistyrelsen have skalerbare planer for VE- og infrastruktur (fx +5, +10, +15, +20 TWh), der gør det muligt for Energinet i samarbejde med markedsaktører at udbygge tilstrækkeligt til at understøtte grønne klima- og erhvervs muligheder indenfor eksport. Ignorerer eksportpotentialer, er der alvorlig risiko for lovende projekter bremses af mangel på den rette infrastruktur, hvilket igen har konsekvenser for den grønne omstilling og Danmarks eksportmuligheder.</p>		
8.04	<p>Pyrolyse kan også levere VE brændstoffer På side 5 står der at: "Det antages simpelt at Danmarks langsigtede forbrug af VE-brændstoffer primært skal dækkes af dansk produceret biogas og PtX." I regeringens klimaprogram fremgår 2 mio. tons CO2 reduktion fra biokul. Pyrolysen, der leverer dette biokul, laver også brændsler, der vil kunne dække en del af Danmarks langsigtede forbrug.</p>	CONCITO	Der er flere veje til opfyldelse af politiske målsætninger, herunder opfyldelse af 70 pct.-målet i 2030. Her kan pyrolyse også bidrage til at opnå CO2-reduktioner i Danmark. Energistyrelsen anbefaler generelt, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsberegninger på særligt usikre antagelser, herunder eksempelvis antagelser om elforbrug knyttet til PtX.
8.05	<p>PtX Antagelsen om 5.000 driftstimer i 2030 virker urealistisk høj i lyset af, at der på det tidspunkt fortsat vil være betydelige muligheder for at fortrænge fossile brændsler til elproduktion i udlandet. En så høj driftstid vil forudsætte, at der anvendes el til PtX, der kunne have været solgt på markedet til en pris, der er afgjort af den fossile elproduktion man ville fortrænge. Elprisen i disse timer bør med de givne CO2 kvotepriser være prohibitiv høj.</p>	CONCITO	Energistyrelsen anerkender, at det faktiske antal driftstimer for et elektrolyseanlæg kan afvige fra de antagne 5000 årlige timer. Antallet af driftstimer vil bl.a. afhænge af elprisen. Energistyrelsen arbejder på at indarbejde en mere retvisende model for driften af elektrolyseanlæg i fremtidige AF.

<p>8.06</p>	<p>Bemærkninger til AF21 – Baggrundsnotat – Power-to-X og DAC Evida noterer sig Energistyrelsens forventninger til produktion af PtX-brændstoffer i Danmark, hvortil der skal anvendes CO2 fra enten carbon capture eller DAC. Evida har i en ny analyse fundet, at transport af CO2, ved de mængder, som danske markedsaktører har udmeldt, kan transporteres via gasform. Det betyder, at transportomkostningerne til CO2 vil være lavere end omkostningerne opgjort i Teknologikataloget, hvor fokus er på rørført transport af flydende CO2. En lavere transportomkostning betyder en lavere samlet pris på karbonholdige PtX-brændstoffer, hvilket må forventes at øge efterspørgslen. En lavere transportomkostning må ligeledes åbne op for carbon capture fra mindre kilder.</p>	<p>Evida</p>	<p>Energistyrelsen takker for høringsbidraget fra Evida, der påpeger mulig transport af CO2 på gasform. Energistyrelsen arbejder løbende på at opdatere de teknisk-økonomiske forudsætninger, der bl.a. beskrives i Teknologikataloget, og indgår gerne i dialog for at sikre at den nyeste viden ligger til grund.</p>
<p>8.07</p>	<p>PtX og DAC På trods af at PtX fylder meget i den offentlige energidebat, er den reelle etablering såvel som efterspørgsel, stadig i sin vorden. Wind Denmark er derfor helt på linje med, at udviklingen af elektrolyseanlæg er behæftet med stor usikkerhed. Når det så er sagt, er der indtil nu annonceret ca. 5,5 GW PtX-projekter i Danmark med planlagt idriftsættelse inden 2030 – et tal som højst sandsynligt vil vokse støt i den kommende tid. I det lys og EU-Kommissionens Fit for 55-pakke der opstiller en række specifikke PtX-mål, finder Wind Denmark, at en fastholdelse af 1GW risikerer at underestimere den danske PtX-produktion i 2030.</p> <p>Hertil kommer, at med de store mængder billig VE som Danmark nu og i fremtiden kan producere, koblet med en begrænset indenlandsk efterspørgsels betyder, at dansk PtX-produktion også vil blive med eksport for øje. Med det store elforbrug en skalering af PtX vil have, understøtter Wind Danmarks tidligere kommentar om, at skrøbeligheden</p>	<p>Wind Denmark</p>	<p>Energistyrelsen anerkender, at udbygningen af PtX kan overstige det centrale forløb i AF21. Forudsætninger for PtX i AF21 er uforandrede i forhold til AF20, idet regeringens strategi for PtX endnu er under udarbejdelse. Dette arbejde afventes, før behovet for større ændringer vurderes og implementeres i AF. Energistyrelsen anbefaler Energinet at supplere AF21 med følsomhedsberegninger på særligt usikre antagelser, herunder eksempelvis antagelser om elforbrug knyttet til PtX. Dette beskrives i de enkelte baggrundsnotater.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at eksport af brint og andre PtX-produkter er en mulig udviklingsvej for PtX i Danmark. Se endvidere svar til afsnit 8.03.</p> <p>Se svar til afsnit 1.02 vedr. CCS.</p> <p>Energistyrelsen takker for Wind Danmarks bemærkninger om DAC, og er enig i at udviklingen for DAC er behæftet med stor usikkerhed, hvorfor DAC i AF21 ikke indgår i det centrale forløb.</p>

<p>af, at den metodiske tilgang i AF tager udgangspunkt i en national tilgang og dermed undlader eksportvinklen for PtX. I baggrundsnotatet fremgår det også, at den anvendte CO₂ i evt. PtX-produktion antages at skulle stamme fra biogene kilder. Givet et sådan krav ikke findes i det nuværende VEII-direktiv, ej heller i EU-Kommissionens forslag til revidering heraf, er det uklart, hvad der har ledt til den antagelse. Foruden uklarheden ift. Rammevilkår, kan det også fremføres, at hvis den fossile CO₂, alternativt ville blive udledt til atmosfæren, kan en anvendelse til produktion af PtX-produkter være at foretrække. I et sådant lys bør Energistyrelsen overveje, at der i de kommende AF anskuelliggøres, hvad der forventes at blive indfanget af CCS, herunder elforbrug og reducere af KV-kapacitet jf. tidligere kommentar, og tilgængelig fossil CO₂, som kan anvendes til PtX-produktion, da det også vil få betydning for elforbruget til DAC.</p> <p>I forlængelse heraf og med særligt henblik på DAC finder Wind Denmark det på den ene side godt, at elforbruget hertil er medtaget i AF21, men er på den anden side også en anelse skeptisk. Med udgangspunkt i det positive først er indregningen af elforbruget hertil en god indikator på den øgede VE-kapacitet, som er nødvendig, hvis der skal produceres CO₂-holdige brændsler med CO₂ taget fra atmosfæren. På den anden side er der en risiko for, at dette aldrig vil materialisere sig. Hvis det lykkes at få drevet DAC-omkostningerne ned på et niveau, der muliggør konkurrencedygtig PtX-produktion, er det økonomiske rationale herfor svære at få øje på, da det umiddelbart vil være billigere at fortsætte business-as-usual (forbrug af fossil energi) for derefter at trække CO₂ ud af luften og lagre den.</p>		
---	--	--

	<p>Slutteligt vil Wind Denmark bemærke, at de angivne delmål for PtX-brændsler i Fit-for-55, relativt simpelt kan omregnes til nationale potentialer og man derfor med fordel kan lave følsomhedsanalyser på det grundlag.</p>		
8.08	<p>Der er allerede offentlige støttemidler til mere end 1 GW i 2030</p> <p>Brintbranchen mener, at selvom industrien stadig venter på en klar politisk melding om Danmarks ambitionsniveau ift. PtX, ikke mindst via den nationale PtX strategi, så er projekterne allerede i gang. Indtil videre, har PtX udviklere annonceret projekter af en samlede kapacitet på 5-6 GW og til 2030, af hvilket knap en tredjedel allerede har sikret offentlig støtte (Inkl. de 2 udvalgte IPCEI-projekter, og de såkaldte "hollænderpenge"). Vi kan være enige i, at AF21 ikke skal være overoptimistisk, men som der står nu, er AF21 næppe realistisk.</p> <p>I Brintbranchens mening burde kapaciteten i 2030 være som absolut minimum 1,6 GW. Vi forventer i hver fald, at det ret snart skal opdateres igen. Hvis man antager den samme vækststi mellem 2030 og 2040 som i det nuværende AF21, så ville det resultere i 3,6 GW i 2040. Ligeledes mener vi, at dette snart vil skulle opdateres.</p> <p>Vi noterer også, at der i AF20 også antoges 1 GW. Dette faktum virker i sig selv en smule inkonsistent: det er utvivlsomt, at der er sket meget omkring PtX siden 2020, især på EU-plan (bl.a. i 'Fit for 55'-pakken introducerer Kommissionen forslag om konkrete krav til forbrug af VE brint og brint-baserede brændsler).</p> <p>Og sidst, hvis regeringens klimaplan (2020) skulle give vejledning til hvor meget PtX der skal udvikles i Danmark, så har Brintbranchen svært ved at se, hvordan 0,5-3,5 MtCO₂e reduktion kan opnås med kun 1 GW i 2030. CO₂</p>	Brint-branchen	<p>Energistyrelsen takker for Brintbranchens bemærkning til en mulig større udbredelse af PtX end beskrevet i AF21. Den kommende strategi for PtX i Danmark forventes at give anledning til opdateringer af udviklingsforløbet for PtX i AF22. Se svar til afsnit 8.07.</p>

	reduktioner er selvfølgelig meget afhængige af, hvad brinten bruges til. Men vi ville skønne den nødvendige kapacitet mere i den 1-4 GW rangering.		
8.09	<p>Et forsøg for at være realistisk burde ikke forværre hønen-og-ægget problematikken</p> <p>Det er velkendt at, på trods af det deciderede førerskab den danske brint industri har vidst indtil videre, lider den europæiske brintverden generelt af en "hønen-og-ægget" problematik. En af de nøglekomponenter i at løse problematikken er netop, at der udvikles el- og brintinfrastruktur i tilstrækkeligt omfang. Hvis Energinet skal bruge AF21 til at lave analyser der bl.a. "resulterer i indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markedsløsninger", risikerer en overkonservativ antagelse om udvikling af PtX kapacitet at bremse den omtalte udvikling. AF21 bør finde en balance mellem ikke at overestimere fremtidige udviklinger, og ikke at sætte en stopper for en grønne omstilling.</p>	Brint-branchen	Se svar til afsnit 8.08.
8.10	<p>Specifikke bemærkninger til baggrundsnotatet om PtX</p> <p>Af tabel 1 fremstår den nedre udfaldsrum luftfart og gasformigt brændstof til industri som 0%. Af EU Kommissionens forslag til revidering af VE-direktivet (som inkluderer krav til industri), forslag til ReFuelEU Aviation regulering og den kommende revidering af gasmarkedets lovgivning ('Hydrogen and decarbonised gas market package') lyder det meget usandsynligt, at der kunne være 0% brintforbrug i disse sektorer.</p>	Brint-branchen	Energistyrelsen er enig i den vurdering, og vil tage dette samt andre relevante perspektiver ift. PtX med i fremtidige vurderinger af PtX i Danmark, som forventes udarbejdet efter offentliggørelsen af Regeringens PtX-strategi.
8.11	<p>Vurderingen af PtX</p> <p>Dansk Solkraft undrer sig over, at man i AF21 har fortsat vurderingen af PtX-produktionen fra AF20 på 1 GW. Kigger vi alene på de to offentliggjorte anlæg i Esbjerg, så er disse på 2 GW tilsammen. Dertil kommer de store e-metanolprojekter, samt projekter med en tilslutning fra betydelige markedsaktører. Vi anerkender, at det kan være</p>	Dansk Solkraft	Energistyrelsen anerkender at en kombination af sol- og vindenergi er en mulig konfiguration af offgrid elektrolyseanlæg. I AF21 indgår ikke i detaljeret grad hvordan udbredelsen af PtX fordeles på brændstoftyper og teknologier. Angående udbygningstakt af PtX, se svar 8.07.

	<p>vanskeligt at spå om fremtiden, og at der mangler politiske beslutninger på enkelte områder, men det er vores klare vurdering, at selvom der anlægges et ekstremt forsigtighedsprincip, så vil 1 GW være urealistisk lavt.</p> <p>Kommende PtX-projekter vil i vid udstrækning have behov for kombinationen af sol- og vindenergi. Hvis et mere retvisende tal ikke medtages, så vil det have stor betydning for forståelsen af, hvor tæt eller langt fra VE-målet vi er. Tilsvarende vil elprisen være afgørende for udbredelsen af PtX, og dermed er det afgørende, at vi sikrer, at Danmark selv kan producere tilstrækkelige mængder grøn og billig strøm i fremtiden. Vi har forstået, at det er blevet besluttet ikke at opdatere tallene for PtX i forbindelse med AF21, vi vil dog opfordre til, at beslutningen om ikke at opdatere PtX-tallene tages op til revision.</p>		
8.12	<p>PtX-kapacitet underestimeres betydeligt</p> <p>Frem mod 2030 forventer udkastet til AF21, at den danske elektrolysekapacitet stiger til 1 GW. Til sammenligning har forskellige konsortier allerede i dag offentliggjort planer for 4,5 GW elektrolysekapacitet. Det virker usandsynligt, at der ikke installeres flere PtX-anlæg de kommende ni år samt at størstedelen af de offentligt kendte PtX-projekter ikke realiseres.</p> <p>AF21 kan med fordel tage udgangspunkt i eksisterende viden om kommende PtX-projekter, og i det omfang man ikke forventer, at forholdene for PtX-produktion forværres frem mod 2030, kan man også tillade sig at øge skønnet.</p>	BetterEnergy	Angående udbygningstakt af PtX, se svar til afsnit 8.07.
8.13	<p>Hydrogen</p> <p>Ørsted finder, at udviklingen af elektrolysekapacitet i 2030 er for lav. Lægger man den samlede kapacitet, som i offentligheden er i pipeline i dag, hvortil der må indregnes et skyggetal, som fortsat er under modning uden offentlighedens kendskab, så er den anvendte kapacitet for</p>	Ørsted	<p>Angående udbygningstakt af PtX, se svar til afsnit 8.07.</p> <p>Angående afbrydelighed af elektrolyseanlæg er det et vigtigt aspekt for indpasningen af PtX i elnettet. Energistyrelsen vil overveje hvorvidt og hvordan afbrydelighed af elektrolyseanlæg kan indgå i fremtidige AF.</p>

	<p>2030 måske en faktor 6 for lav. Set i forhold til Energinets netberegninger, så ville det være mere hensigtsmæssigt, om man anlagde samme forsigtighedsprincip, som man anvender for datacentre. Det vil betyde en væsentligt hurtigere indfasning af den i 2040 forventede elektrolysekapacitet og give et mere robust tal for 2030. Vi foreslår, at man frem mod AF22 arbejder på at få delt elektrolysekapaciteten op i en afbrydelig og en ikke-afbrydelig del, som følge af en eventuel godkendelse af Energinets nye netprodukt "begrænset netadgang". Man kan eventuelt anvende data indsamlet i markedsdialogen om brintinfrastruktur august 2020.</p>		
--	---	--	--

Solceller

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
9.01	<p>Solceller Specificer gerne om solcellekapaciteter er angivet som MWac eller MWdc. Er betydningen af trackere angivet? Er det implicit i antagelsen om de stigende antal fuldlasttimer? Notatet om solceller beskriver at "Det forventes, at det på sigt i højere grad vil være adgangen til areal og net frem for alene projektøkonomien, der er bestemmende for udbygningen." Hvis net er en begrænsning risikerer AF at blive en selvopfyldende profeti. Hvordan sikres det at Energinet investerer i tilstrækkeligt net til at tilslutte solcelleanlæg?</p>	CONCITO	<p>Kapaciteten er opgivet i nettilsluttet kapacitet i AF, men dette bliver præciseret i den endelige version af forudsætningsdataene.</p> <p>Energistyrelsen har til AF21 (samt i KF21) valgt at lægge mere vægt på det kommunale spor af udbygningen, som derfor er den primære faktor for udbygningen. Netudbygningen på TSO og DSO-niveau er derudover en anden faktor, der indgår i den samlede vurdering.</p>
9.02	<p>Solenergiens bidrag Dansk Solkraft mener, at det er korrekt at opjustere den samlede solcellekapacitet i forhold til AF20. Allerede i dag opføres solenergianlæg på markedsvilkår, og under de</p>	Dansk Solkraft	<p>Energistyrelsen er enig med Dansk Solkraft i, at udbygningen af markanlæg fremover primært vil ske på markedsvilkår, og har på den baggrund indarbejdet denne pointe i baggrundsnotatet. Udbygningen på kort sigt tager udgangspunkt i viden om konkrete projekter i pipeline og under</p>

<p>nuværende forudsætninger vurderer vi ikke, at de teknologineutraleudbud får nogen nævneværdig effekt ift. udbygningen af solenergi. Dermed er det også muligt at accelerere udbygningen, hvis der ikke sættes bureaukratiske eller omkostningsmæssige forhindringer op. Ud fra den nuværende situation er det vores vurdering, at solenergien som minimum vil udgøre 10 GW i 2030, og en nylig analyse foretaget af Ea Energianalyse, som vi gerne stiller til rådighed for Energistyrelsen, vil et scenarie på op imod 16 GW ikke være usandsynlig. Sidstnævnte bekræftes at en intern undersøgelse blandt medlemmer, der peger på en udvikling nærmere Ea Energianalyses vurdering. På den baggrund virker AF21's 8 GW i den lave ende.</p> <p>Dog er det en væsentlig forudsætning for ovenstående, at nye høje omkostninger og væsentlige forhindringer ikke bliver indført. Eksempelvis: de endelige indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag, i hvor høj grad den geografiske differentiering slår igennem, samt muligheden for tilslutning inden for 24 måneder. Tilsvarende kan kommende regler, herunder revision af planloven, yderligere begrænse mulighederne for solenergi i Danmark.</p> <p>Dansk Solkraft vil på den baggrund gerne rose Energistyrelsen for at beskrive visse af disse forhold i baggrundsnotatet om solenergi. Her beskrives mange af de overvejelser der er centrale i forhold til solenergiens udbredelse. Dette gælder lokalplaner, jordpriser, tilslutningsmuligheder, tilslutning fra borgerne osv.</p> <p>I baggrundsnotatet står endvidere: "Grundet en forventning om en nedadgående effekt af tilslutning i forbindelse med introduktionen af de geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag fra d. 1. januar 2023</p>		<p>planlægningsstadier, hvoraf kun en mindre del er tilknyttet de teknologineutrale udbud.</p> <p>Energistyrelsen er enig med Dansk Solkraft i, at det rent økonomiske udbygningspotentiale, som Dansk Solkraft henviser til, er større end AF21's udbygningsforløb, men at der også er andre parameter, bl.a. kommunal sagsbehandling og borgermodstand, som ikke i samme grad kan kvantificeres i modeller som rene økonomiske forudsætninger.</p> <p>Energistyrelsen har vurderet den samlede udbygning af solenergi ud fra de forhold, som Dansk Solkraft også nævner i kommentaren. Det vurderes, at fremskrivningen er et sandsynligt scenarie på baggrund af den nuværende viden omkring disse forhold.</p> <p>Energistyrelsen takker for at få mulighed for at læse Ea Energianalyses rapport om scenarier af solcelleudbygningen.</p>
---	--	--

	<p>antages der en gradvis faldende udbygning af den samlede forventede kapacitetsmængde hen over årene". Dette er vi til dels enige i, men vi mener, at AF21 overser, at usikkerheden om de kommende tariffer og tilslutningsbidrag, samt den korte overgangsordning, betyder en massiv opbremsning på den korte bane, derefter vil det være de endelige tariffer, elpriser osv., der afgør, hvad det får af endelig betydning. Dette er i særlig grad beklageligt, når udsigterne ellers ser enormt lovende ud, som tidligere beskrevet.</p> <p>Ea Energianalyse har, i førnævnte rapport, beregnet konsekvenser af, at et tilslutningsbidrag på blot 0,5 mio kr./MWp skal betales af producenterne i Danmark og men ikke indføres i vores nabolande. Dette vil medføre et fald i udbygningen fra førnævnte 16 GW til 5 GW. Med andre ord er vi i Danmark enormt følsomme overfor udviklingen i vores nabolande, og det skyldes primært, at investeringerne krydser grænser, hvis "investeringscasen" ikke er god nok i Danmark. Dermed er det ikke kun elprisen, der har betydning, men også investeringsklimaet. Med andre ord kan de kommende producentbetalinger bliver enormt afgørende for fremskrivningen af solenergi. Skønt vi gerne vil kvittere for, at det i vidst omfang er medtaget i analysen, mener vi det med fordel at dette kan beskrives mere direkte. Vi stiller som sagt gerne ovenstående beregninger til rådighed for Energistyrelsen.</p>		
<p>9.03</p>	<p>Netkapacitet som faktor Allerede i dag ser vi langsomme tilslutningstider for nye anlæg og hvad være er egentlig aflysninger af projekter pga. manglende tilslutningsmuligheder. Dette gælder flere områder af landet, hvor der ikke er den nødvendige kapacitet, ej heller beslutninger om at håndtere disse flaskehalse. Uanset om det vurderes, at de kommende geografisk differentierede producentbetalinger vil få stor</p>	<p>Dansk Solkraft</p>	<p>Energistyrelsen er opmærksom på denne pointe. Som det fremgår af forudsætningsmaterialet, behandles der konkrete projekter inden for det teknologineutrale udbud, der har fået forlænget nettilslutningsfristen pga. manglende netforstærkninger i det bagvedliggende kollektive net.</p> <p>Uafhængigt af AFs udbygningsforløb bør det dog bemærkes, at Energinet har mulighed for at handle på inputs fra udviklere og VE-anlæg af dem, der</p>

	<p>betydning, så vil der ikke være tilstrækkelig kapacitet. Der er ingen tvivl om, at når det gælder solenergi, så er nettet især udfordret i store dele af DK2, og vi går allerede glip af betydelige mængder VE-produktion pga. disse forhold. Vi mener med fordel, at dette kan inddrages i vurderingerne, da vi mener det er afgørende, at Energinet kan foretage de nødvendige investeringer i elnettet hurtigt.</p>		<p>er i planlægningsstadier, og Energinet kan medtage sådanne oplysninger i deres konkrete netplanlægning for tilslutning af disse anlæg.</p>
9.04	<p>Trods opjustering er skønnene meget lave Det følger af den politiske aftale, der blev indgået d. 4. juli 2021, at vores elproduktion både skal transporteres over længere afstande, og at energisystemet skal blive bedre til at udnytte sol- og vindenergien, når der er meget af den".</p> <p>Der er derfor vigtigt, at AF for transmissionsnettet er så præcise som muligt, da transmissionsnettet er et afgørende element for indfrielsen af målet om at kunne transportere grøn strøm på tværs af landet.</p> <p>Det er således positivt, at udkastet opjusterer skønnet for solkraft frem mod 2030 til ca. 8 GW. Det bør dog noteres, at en fremskrivning i elmarkedsmodellen Balmorel, med Energistyrelsens standardantagelser, anslår, at udbygningen af dansk solenergis produktionskapacitet forventeligt vil stige til 16 GW i 2030. I tillæg hertil bør det bemærkes, at de faktiske CO2-priser befinder sig på et betydeligt højere niveau end de forudsatte CO2-priser. Tages der højde for det vil VE-udbygningen, alt andet lige, stige yderligere. Derudover bør det overvejes om IEA's Sustainable Development Scenario ikke udgør et bedre udgangspunkt for vurderingen af brændselspriser fremfor IEA's Stated Policy Scenario.</p>	BetterEnergy	<p>Balmorel baserer fremskrivningen af solcelleanlæg ud fra en investeringsoptimering. Energistyrelsens fremskrivning prøver derimod at tage højde for ikke økonomiske begrænsninger, såsom kommunal sagsbehandling og borgermodstand, som kan resultere i andre udbygningsniveauer.</p> <p>Se yderligere kommentar om CO2-prisniveauet og brændselsprisfremskrivningen i svar til afsnit 3.02.</p>
9.05	<p>Udbygning af solcellerparker sker uden støtte Det fremgår af udkastet, at de teknologineutrale udbud forventes at understøtte udbygningen af solenergi. Det er</p>	BetterEnergy	<p>Som besvaret til Dansk Solkraft vurderer Energistyrelsen, at udbygningen fremover primært vil ske på markedsvilkår. Udbygningen på kort sigt er derfor baseret på viden om konkrete projekter i pipelinen og i forskellige</p>

	<p>dog stærkt usandsynligt, at de teknologineutrale udbud forventes at have nogen effekt, da solkraft i dag konkurrerer på kommercielle vilkår uden statsstøtte og flere udviklere har tilkendegjort, at de ikke ønsker at benytte de teknologineutrale udbud.</p> <p>Det understreges endvidere i udkastet, at fremskrivningen frem mod 2025 tager udgangspunkt i konkrete projekter, der er i pipeline. Dette giver anledning til undren, da fremskrivningen anslår en samlet produktionskapacitet på ca. 5,5 GW i 2025. Til sammenligning har Energinet på nuværende tidspunkt kendskab til projekter, der giver en samlet produktionskapacitet på ca. 6,9 GW i 2025. Der er sandsynligvis tale om en fejl, som bør rettes.</p>		<p>planlægningsstadier, hvoraf kun en mindre del er tilknyttet de teknologineutrale udbud. Fremskrivningen er derudover en vurdering som følge af de informationer, der ligger i pipelinen, frem for en overtagelse af hele kapaciteten, som ligger deri, og med fokus på de projekter, der pt. er under kommunal sagsbehandling. Baggrundsnotatet beskriver dette nærmere.</p>
9.06	<p>Faldende VE-udbygning er stærkt usandsynligt</p> <p>AF21 forventer en faldende VE-udbygning efter 2023 "grundet en forventning om en nedadgående effekt af tilslutning i forbindelse med introduktionen af de geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag fra d. 1. januar 2023". Udligningsordningens fremtid er ganske rigtig uvis, ligesom den kommende tarifmetode fortsat er ukendt, hvilket kan forårsage en brat opbremsning af landbaseret VE-udbygning fra 2023. Dog bør solenergiens stærkt faldende produktionsomkostninger frem mod 2030 medtages i vurderingen, hvilket forventeligt kan opveje førnævnte forhold helt eller delvist.</p> <p>Derudover antager AF21 i nuværende form en gennemsnitlig årlig udbygning på 500 MW fra 2025 og frem. Dette skøn er signifikant under markedsaktørernes forventninger og vil med al sandsynlighed medføre en drastisk underestimering af solkraftens potentielle bidrag.</p> <p>Det kan her bemærkes, at en standard Balmoral-kørsel, som antager en stigning i PtX-elforbrug fra 11,5 TWh til 23 TWh i 2030, samtidig medfører en stigning i</p>	BetterEnergy	<p>Energistyrelsen er opmærksom på forventninger om et fortsat fald i teknologipriser for solceller, som belyses nærmere i Energistyrelsens og Energinets Teknologikatalog. Disse antagelser indgår som del af hele fremskrivningsarbejdet.</p> <p>Energistyrelsen er enig med BetterEnergy i, at en yderligere stigning af PtX-kapacitet kan bidrage til en tilsvarende stigning i VE-kapacitet, herunder solcelleanlæg. Energistyrelsen vil frem mod AF22 arbejde videre med fremskrivningen af PtX, som også kan have betydning for fremskrivningerne af VE-teknologierne.</p>

	solcellekapacitet fra 16 GW til 23 GW. Det betyder således, at 43 pct. af det yderligere elforbrug fra PtX kan forventes at blive imødekommet af solkraft. Dette forhold taler selvsagt også for en fortsat stigende, og ikke faldende, VE-udbygningen frem mod 2030.		
9.07	<p>Akut behov for netudbygning i DK2</p> <p>Behovet for netinvesteringer i DK2, med undtagelse af hovedstadsområdet, er presserende og hæmmer aktuelt den grønne omstilling flere steder. Problemstilling fortjener akut opmærksomhed. Situationen på Lolland-Falster eksemplificerer situationen. Det fremgår af Energinets behovsanalyse for eltransmissionsnettet 2020, at det forventede maksimale flow fra Lolland-Falster vil ligge på ca. 6-700 MW frem mod 2040. Til sammenligning er der allerede i dag en større VE-produktion (ca. 2.000 MW) under opførsel. Der er derfor en overhængende risiko for flaskehalsproblemer, og den risiko må forventes at stige ganske betydeligt de kommende år. 1,3 GW statsstøttefrie VE-projekter er allerede blevet skrinlagt grundet denne situation.</p> <p>Endelig bør det genovervejes om det er hensigtsmæssigt at undlade det såkaldte gule scenarie i netplanlægning blot fordi det vanskeliggør tolkningen af de øvrige resultater. I en situation, hvor dansk solkraft opstilles uden statsstøtte og typisk med stor lokal opbakning, så virker det uhensigtsmæssigt ikke at tage højde for den hurtigt stigende VE-udbygning.</p>	BetterEnergy	<p>Se svar til afsnit 9.03.</p> <p>Dette spørgsmål har ikke direkte med AF at gøre, og derfor vil det ikke blive besvaret dybdegående. Energinet bestemmer selv hvad der perspektiveres med i deres analyser, og derfor må man som udgangspunkt henvende sig direkte til Energinet, hvis der er spørgsmål til specifikke analyser og deres indhold.</p> <p>Dog kan Energinet informere om, at unkladelsen i enkelte figurer i sidste års behovsanalyse ikke har betydning for, hvordan Energinet anvender scenariet i selve analysen. Samtidig understreges det, at bedste bud på den stigende VE-udbygning allerede er udtrykt i AF.</p>
9.08	<p>Landbaseret VE</p> <p>Ved sammenligning af AF20 og AF21 er det værd at bemærke den forventede årlige udbygning af markanlæg er reduceret fra 821 MW til 632 MW i 2021 og 1706 MW til 1198 MW i 2022. Samlet set altså en udbygning, der er ca. 700 MW lavere. I de efterfølgende 3 år accelerer udbygningen væsentligt og udgør 1400 MW i 2023, der</p>	Dansk Energi	Som skrevet ovenfor baseres udbygningen af solcellemarkanlæg på kort sigt, som kommentaren henviser til, på viden om konkrete projekter i pipelinen, hvoraf det teknologineutrale udbud kun er en mindre del af. Det er nærmere beskrevet i baggrundsnotatet, hvor stor den øvrige kapacitet med konkret udmeldte etableringstidspunkter inden for 2021 er.

<p>herefter aftager til 1200 og 1000 MW i 2024 og 2025 hvorefter den årlige udbygningstakst falder til 500 MW.</p> <p>Årsagen til det udbygningsmønster er uklart. Jf. baggrundsnotatet sker ny udbygning på baggrund af teknologineutrale udbud samt PPAs. Jf. ovenfor accelererer udbygningstaksterne i 2021-2024, indenfor hvilke, der gennemføres teknologineutrale udbud. I perioden efter 2024 falder udbygningstaksten. I AF2021 beskrives effekterne af gennemførelsen af de teknologineutrale udbud ikke, men mønstret vidner om at de teknologineutrale udbud har stor indvirkning på udbygningen af VE. Hvis dette er tilfældet, bør det fremgå mere tydeligt i Sammenfatningsnotatet.</p> <p>Udbygningen af landvindmøller er nedjusteret fra tidligere års frem-skrivninger, hvilket harmonerer med de observerede udbygningstakster de seneste år.</p> <p>Usikkerheden de kommende år for udvikler af landbaseret VE forbundet med overgangen fra udligningsordningen til producenttarifering ser vi ikke reflekteret i udbygningstakten. Dansk Energi mener der er alvorlig risiko for vi vil se en kraftig opbremsning i den landbaserede VE udbygning som følge heraf.</p> <p>Dansk Energi opfordrer til, at Energistyrelsen synliggør hvor stor en del af den landbaserede VE-udbygning, der sker som konsekvens af gennemførelsen af de teknologineutrale udbud (4,2 mia. 2018-kroner) for den samlede, landbaserede udbygning.</p>		<p>Udbygningen i de følgende år jf. vurderingen ud fra pipelinen følger som beskrevet i baggrundsnotatet en nedadgående trend grundet den forventede effekt af tilslutningsmængden i forbindelse med introduktionen af de geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag.</p> <p>Med Klimaaftale for energi og industri mv. 2020 er det besluttet at igangsætte en analyse af markedets udvikling for at afklare, om der fortsat er behov for teknologineutrale udbud efter 2021. Energistyrelsen vil frem mod AF22 overveje, hvordan det bedre synliggøres, hvilken rolle det teknologineutrale udbud spiller inden for den samlede udbygning.</p>
--	--	--

Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
10.01	AF21 antager at flere af de central biomassefyrede kraftvarmeværker har driftstid udover deres varmekontrakters løbetid. Med fjernelsen af tilskuddet til elproduktion fra biomasse og udsigten til en, endnu uafklaret, ny reguleringsform af varmeområdet, mener Dansk Energi at denne antagelse er meget usikker. Særligt i henhold til Energinets beregninger af forsyningssikkerhed er denne forudsætning helt central. I baggrundsnotatet for termisk kapacitet anbefaler Energistyrelsen "at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser med lavere grad af lukninger af de centrale kraftvarmeblokke." Dansk Energi mener at en højere grad af lukning af de centrale kraftværker er et mere sandsynligt scenarie og samtidigt udgør en alvorlig risiko for el-forsyningssikkerheden. Derfor bør Energinet opfordres til at regne et scenarie hvor kraftvarmeværkerne lukke efter udløb af varmekontrakt.	Dansk Energi	Som det også er nævnt i baggrundsnotatet om termisk kapacitet, er der væsentlig usikkerhed omkring levetider på de centrale kraftvarmeblokke. Energistyrelsen anerkender, at et scenarie med en højere grad af lukninger af de centrale kraftvarmeblokke er muligt, og derfor justeres afsnit om usikkerhed med anbefaling til Energinet om at inkludere flere følsomhedsanalyser, herunder følsomhedsberegninger med lukninger af de centrale kraftvarmeblokke efter udløb af deres varmekontrakt. Energistyrelsen understreger samtidigt, at det er muligt for Energinet at udføre følsomhedsanalyser ud over de nævnte, og at AF21 derfor ikke skal ses som en begrænsning for at vurdere forskellige konsekvenser afhængigt af analysebehov. Dette inkluderer også en højere grad af lukninger af kraftvarmeværker. Dog er det vigtigt, at udfordringerne for elforsyningssikkerheden ikke strukturelt overvurderes, da dette bl.a. kan resultere i fejlinvesteringer og forsinke elektrificeringen i Danmark.
10.02	Hovedproblemstilling/konklusion Generelt er det Dansk Fjernvarmes opfattelse at Energistyrelsen: <ul style="list-style-type: none"> • Undervurderer den mængde overskudsvarme fra PtX der kommer til at blive anvendt til fjernvarme • Undervurderer antallet af individuelle naturgasfyr der konverteres til fjernvarme • Undervurderer udbygningen af geotermi • Undervurderer mængden af decentral fjernvarme der produceres på store kollektive varmepumper. 	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen noterer bemærkninger fra Dansk Fjernvarme og er villig til indgå i en løbende dialog omkring disse emner for at forbedre kvaliteten af de kommende fremskrivninger. Vedr. udnyttelsen af overskudsvarmen fra PtX-anlæg er det antaget, at varmeoutputtet til fjernvarme er 10 pct. af PtX-anlægs eleffekt, hvilket er lavere end det tekniske potentiale. Valget afspejler usikkerheden omkring i hvor stort omfang overskudsvarmen vil blive udnyttet til fjernvarme, hvilket i virkeligheden vil afhænge af projektspecifikke forhold. Antagelsen vil blive vurderet nærmere i forbindelse med AF22. Energistyrelsen vil inddrage relevante interessenter undervejs i arbejdet.
10.03	Decentral fjernvarmeproduktion Den decentrale fjernvarmeproduktion i 2040 indeholder mere biomasse end hvad Dansk Fjernvarme mener er realistisk. I årene frem mod 2030 kommer der skrappere	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen noterer bemærkningen fra Dansk Fjernvarme. Fremskrivningen medtager forventningen om skrappere rammevilkår til biomassekedler ved at antage, at en stor del af de ældre biomassekedler vil

	emissionskrav til biomassekedler og det er uvist om de ældre biomassekedler kan overholde disse krav eller om det kan betale sig at få dem til at overholde kravene. Da samfundsøkonomien ofte er bedst i varmepumper frem for nye biomassekedler til grundlast, så er det sandsynligt at flere af de ældre biomassekedler vil blive erstattet af varmepumper end Energistyrelsen har angivet.		blive udfaset frem mod 2040. Antagelsen vil blive revurderet nærmere i forbindelse med AF22. Energistyrelsen vil inddrage relevante interessenter, herunder Dansk Fjernvarme, undervejs i arbejdet.
10.04	Termisk elkapacitet Dansk Fjernvarme foreslår at man ikke kun har en følsomhedsanalyse med ” lavere grad af lukninger af de centrale kraftvarmeblokke (og samtidig mindre udbygning med kapacitet for varmepumper i centrale områder)”, men også inkluderer en følsomhedsanalyse der indeholder højere grad af lukning af kraftvarmeblokke og flere varmepumper. Dansk Fjernvarme har svært ved at se hvorfor der sker et stort fald i den naturgasbaserede elkapacitet lige fra 2020 til 2024. Dansk Fjernvarme ser det som mere sandsynligt at niveauet i 2040 vil være lavere end det forventede og at skrotningen vil ske løbende. Grunden til skrotning vil oftest ikke være anlæggets alder, men i stedet antallet af driftstimer og evt. pladsmangel. Skrotningen vil derfor sandsynligvis ske når anlægget har brug for en større revision (som givetvis ikke kan betale sig).	Dansk Fjernvarme	Vedr. følsomhedsanalyser omkring udviklingen i den centrale elkapacitet, se Energistyrelsens kommentar på høringssvar fra Dansk Energi omkring samme emne. Udviklingen i den decentrale naturgasbaserede elkapacitet er et resultat af modelberegninger med Energistyrelsens DH-Invest model, hvor lukninger udelukkende er bestemt ud fra en selskabsøkonomisk betragtning ved at vurdere ubalancen mellem dækningsbidrag og faste omkostninger. Anlægsspecifikke forhold som et behov for større revision som følge af driftstimer er ofte ukendte og indgår derfor ikke i vurderingen af lukningstidspunkter. Energistyrelsen er opmærksom på begrænsningerne af den nuværende metode og vil undersøge forbedringsmuligheder frem mod AF22.
10.05	Geotermi AF21 viser tæt på samme fjernvarmeproduktion fra geotermi i 2040 som i 2021. Dansk Fjernvarme ser et større potentiale for geotermi end dette.	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen er villig til indgå i en løbende dialog for at forbedre kvaliteten af de kommende fremskrivninger.
10.06	Vedr. udviklingen for centrale værker I tabel i ”AF21 Baggrundsnotat - Termisk kapacitet m.m.” fremgår, at Amagerværkets blok 1 (AMV1) antages at have sidste driftsår i 2033, hvilket er 4 år efter udløb af nuværende varmekontrakt. For god ordens skyld vil vi gøre opmærksom, at HOFOR ikke for nuværende har planer om lukning af AMV1 før udløbet af blokkens tekniske levetid. Vi	HOFOR	Lukningen af Amagerværket Blok 1 ved udgangen af 2033 er udelukkende baseret på Energistyrelsens egne vurderinger og modelberegninger med DH-Invest model. AFs tidshorisont rækker kun frem til 2040, derfor er der i AF21 ikke taget stilling til levetider af de centrale kraftvarmeverker efter 2040. Tabel 1 i baggrundsnotat om termisk kapacitet justeres for at undgå misforståelser.

	vil i de kommende år nøje følge behovet for AMV1 i fjernvarmesystemet. Endvidere fremgår det, at Amagerværkets blok 4 (AMV4) har sidste driftsår i AF21 i 2040, hvilket er før udløbet af varmeaftalen. Vi antager, at denne antagelse blot skyldes, at AF stopper i 2040.		
10.07	<p>Vedr. udbygningen med elkedler</p> <p>I "AF21 Baggrundsnotat - Termisk kapacitet m.m." figur 4 er udviklingen i elkapacitet for elkedler til fjernvarmeproduktion vist med en fordeling mellem Vestdanmark og Østdanmark. Det ville være relevant tillige at vise fordelingen af kapaciteten mellem centrale og decentrale områder, idet dette må have en vis planlægningsmæssig betydning for Energinet. Omvendt gælder det for figur 3 vedr. udviklingen i elkapacitet for varmpumper, at den viser opdelingen på centrale og decentrale områder, men ikke opdelingen på Vestdanmark og Østdanmark. I denne figur kunne det være relevant også at vise opdelingen på Vestdanmark og Østdanmark.</p> <p>HOFOR mener, at udviklingen af elkedelkapacitet i Østdanmark efter 2021 ser (for) lav ud.</p>	HOFOR	Energistyrelsen anerkender, at udviklingen for elkedler er specielt usikker og vil arbejde videre med dette frem mod AF22. Energistyrelsen vil inddrage relevante interessenter undervejs i arbejdet.
10.08	<p>Biomasseudfasning</p> <p>Det er vores opfattelse, at biomassen står overfor en betydelig udfasning over de kommende år, og da det også vil påvirke behovet for VE-produktion til at erstatte biomassen, så kunne man overveje om ikke AF21 bør indeholde scenarier for en sådan udfasning.</p>	Dansk Solkraft	<p>Se svar til afsnit 1.01 om scenarier og udfaldsrum.</p> <p>Med de nuværende forudsætninger forventes biomasse at spille en marginal rolle i den danske elforsyning frem mod 2040. Udfasningen af biomasse fra det danske elproduktionsmix vurderes ikke at være en væsentlig drivende faktor i forhold til udbygningen med VE-elproduktionskapacitet. Udfasningen af biomasse fra den danske elforsyning kan dog have væsentlig betydning for opretholdelsen af elforsyningsikkerheden.</p> <p>Biomasse spiller imidlertid en vigtigere rolle i den danske fjernvarmeforsyning. Udviklingen i sammensætningen af den danske fjernvarmeproduktion vil blive løbende revurderet ifm. de kommende fremskrivninger og Energistyrelsen vil inddrage relevante interessenter undervejs i arbejdet.</p>

10.09	<p>Fjernvarme</p> <p>Vi finder ikke, at overskudsvarme fra industrien repræsenterer den andel af fjernvarmen, som kan komme fra alle de nye teknologier, herunder elektrolyse, og som der er et politisk fokus på. Med en nærtstående politisk aftale om udnyttelse af overskudsvarme bør der kigges nærmere på dette i AF22. Det fremstår dog uklart for os, om overskudsvarme, som efterfølgende skal boostes af en varmepumpe, hører hertil eller til varmepumpe-fjernvarme. Ligesom med elektrolyse bør AF22 overveje afbrydeligheden af fremtidige kollektive varmepumper.</p>	Ørsted	<p>Udnyttelse af overskudsvarme med hjælp af en varmepumpe kategoriseres som "Varmepumper" i Figur 10 og 11 i baggrundsnotat om termisk kapacitet, hvorimod betegnelsen "Industrivarmer" dækker over den direkte udnyttelse af overskudsvarme.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at udnyttelsen af overskudsvarme fra industrien, herunder PtX-anlæg og datacentre, er et vigtigt emne og vil arbejde videre med dette frem mod AF22.</p> <p>Antagelser om afbrydelighed og fleksibilitet af elforbruget i det hele taget indgår ikke som en direkte del af AF, men som en del af Energinets efterfølgende analysearbejde, hvor der blandt andet ses på om hvordan fleksibilitet kan mindske behovet for netinvesteringer.</p>
10.10	<p>Fleksibilitet i energiforbruget</p> <p>Som vi også gjorde opmærksom på i vores høringssvar til AF20 har bygninger gode muligheder for at levere fleksibilitet til fremtidens energisystem. Dette imidlertid ikke godt belyst i AF, som i højere grad fokuserer på "maksimal effekt". TEKNIQ Arbejdsgiverne anbefaler derfor, at man i AF prioriterer området fleksibilitet særskilt fremadrettet. Bygningers tekniske installationer udskiftes løbende, ligesom der i de kommende år skal installeres et meget stort antal varmepumper, elbilladestandere og muligvis batterier i tilknytning til de danske bygninger. Disse teknologier rummer alle gode muligheder for at levere fleksibilitet til energisystemet, fx igennem såkaldte aggregatorer, der kan pulje-fleksibiliteten fra en lang række energiforbrugere. Dermed kan energien bruges, når den er grønnest og billigst. Det kræver dog, at der stilles krav om parathed ift. styringsenheden i fx varmepumper. Dette krav kan oplagt stilles i bygningsreglementet eller i forbindelse med tilskudsordninger.</p>	TEKNIQ Arbejdsgiverne	<p>Antagelser om fleksibilitet indgår ikke som en direkte del af AF, men som en del af Energinets efterfølgende analysearbejde, hvor der blandt andet ses på om og hvordan fleksibilitet kan mindske behovet for netinvesteringer.</p>
10.11	<p>Vedr. udviklingen i gasforbruget til el- og varmeproduktion</p>	HOFOR	<p>Energistyrelsens noterer bemærkningen fra HOFOR og overvejer om resultater fremover kan opgøres fordelt på centralt og decentralt forbrug.</p>

	<p>I Dataarket fremgår, at gasforbruget til el- og varmeproduktion forventes at falde markant over hele analyseperioden. Det ville være relevant at vise, hvordan gasforbruget til el- og varmeproduktion fordeler sig mellem centrale og decentrale områder, med henblik på at anskueliggøre hvor stor en del af faldet, der skyldes reduktion i gasfyret grundlastkapacitet i de decentrale områder, og hvor stor en del der skyldes fald i den forventede spidslastproduktion til el og varme i de centrale områder. Vi antager, at dette ligeledes har en vis planlægningsmæssig betydning for Energinet.</p>		
--	---	--	--

Transport

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
11.01	<p>El til vejtransport</p> <p>Vi fastholder overordnet vores hidtidige vurderinger og bemærkninger hertil. Vi bemærker, at forudsætningerne for så vidt angår varebilerne angiver en yderligere forøget andel af elektrificerede biler. Der forudsættes nu elektrificering af halvdelen af bestanden eller i størrelsesordenen ca. 300.000 køretøjer.</p> <p>Vi finder, at dette er en optimistisk forudsætning, men ikke urealistisk. Dog er det i betragtning af de særlige hensyn der gælder for varebilerne i form af hensyn til lasteevne mv. forbundet med usikkerhed, om elektrificeringen kan forventes at udvikle sig i den størrelsesorden. Med det lange tidsperspektiv (2040) kan andre alternative drivlinjer med en vis sandsynlighed blive relevante i dette segment.</p>	De Danske Bilimportører	Energistyrelsen er enig i at De Danske Bilimportørers betragtninger, og er bevidst om de store usikkerheder der knytter sig til tallene særligt frem mod 2040.

	For så vidt angår personbilerne har de seneste salgstal imidlertid vist en markant udvikling i retning af større andel af elbiler, der støtter justeringen i AF21 i forhold til AF20.		
11.02	Metode og antagelser De EU-bestemte reduktionsmål vil fortsat være afgørende for fabrikanternes udbud af elbiler og biler med forbrændingsmotor. For de tunge køretøjs vedkommende vil der især være andre drivmidler i spil end elektrificering. Denne del af transporten har derfor i sagens natur mindre betydning som en del af AF for Energinet. Dog kan det forventes, at også lastbiler og busser vil kunne udvise et større udbud af elektrificerede køretøjer.	De Danske Bilimportører	Energistyrelsen er enig i, at EU's reduktionsbestemte mål har stor betydning for udviklingen i fabrikanternes udbud. Hvilke teknologier der vinder frem på tunge køretøjer er endnu meget usikkert, og de forskellige drivmidler kan have forskellige effekt på Energinets planlægning.
11.03	Perioden 2020-2030 (personbiler og varebiler) Vi anser den forudsatte prisudvikling som meget usikker. De forudsatte prisfald er generelt set optimistisk udlagt i både AF20 og AF21. Vi bemærker, at denne usikkerhed næppe er blevet mindre set i lyset af den globale Covid-19 pandemi, der har skabt visse flaskehalse i bilindustrien – herunder vedrørende forsyningen af visse centrale komponenter. Hvor langvarige effekt det vil have, er ligeledes meget usikkert. Dette gælder både personbiler og varebiler.	De Danske Bilimportører	Der er i modellering bag AF antaget en udvikling i prisforskelle mellem konventionelle og lavemissions køretøjer. Hvorvidt COVID effekter har betydning for dette har Energistyrelsen ingen viden om.
11.04	Perioden 2030-2040 (personbiler og varebiler) Det gælder for begge kategorier, at der er stor usikkerhed så langt frem i tiden. Vi anser det dog også for sandsynligt, at en batteri-elbilerne vil overtage størstedelen af salget fra plug-in hybridbilerne. Denne udvikling er allerede i gang. Det er dog som fremhævet en udvikling der vil være omfattet af nogle års forsinkelse for så vidt angår varebilerne. Vi finder fortsat at udviklingen i ladetiden vil være et afgørende parameter sammen med udrulningen af ladeinfrastrukturen, når det gælder personbilerne. For	De Danske Bilimportører	Energistyrelsen er enig i DBIs betragtninger og i varebilernes forsinkede udvikling i forhold til personbiler. Ligeledes er det re vilkår for og udvikling af ladeinfrastruktur særligt afgørende for udrulningen af BEV. Ligeledes er Energistyrelsen opmærksomt på varebilers og lastbilers særlige formål som erhvervskøretøjer og betydning af dimensioner og vægte.

	<p>varebilerne vil andre parametre som batteriets vægt og de tekniske krav til lasteevnen have relativt stor betydning.</p> <p>Det er dog formentlig endnu for tidligt at vurdere effekten af de ændringer i den tekniske regulering – herunder i dimensionsbekendtgørelsen – på udbredelsen af elektriske varebiler.</p>		
--	---	--	--

Vindmøller på havet

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
12.01	<p>Dansk VE udbygning bør vurderes i internationalt marked</p> <p>Antagelsen om at national VE elproduktion skal matche det nationale forbrug virker urealistisk i lyset af at Danmark har nogle af Europas bedste ressourcer for havvind. Antagelsen udfordres samtidig af at regeringen arbejder for at etablere energiører netop med henblik på eksport. Vi savner en analyse af markedspotentialet for eksport af el og grøn brint givet Tysklands og EU's klimamål. En sådan behovsanalyse bør spille ind i den danske planlægning af havvind.</p>	CONCITO	Se svar til afsnit 5.01.
12.02	<p>Generelle antagelser for import og eksport af elektricitet</p> <p>Det er uklart, om AF21 antager at national produktion matcher nationalt forbrug, eller om det antages, at Danmark på sigt bliver nettoeksportør af elektricitet. I indledningen nævnes det, at dansk forbrug antages at matche dansk produktion (Sammenfatningsnotat, side 2). Andetsteds nævnes det, at udbygning af havvind bl.a. sker med eksport for øje (Baggrundsnotat om havvind, side 2).</p>	Klimarådet	Se svar til afsnit 5.01.

	<p>Med udgangspunkt i det medfølgende offentlige datasæt bag AF21, har Klimarådet forsøgt at beregne elforbruget (brutto, dvs. inklusiv nettab) for derefter at sammenligne med elproduktionen. Dette giver anledning til følgende observationer:</p> <p>I 2030 er der et bruttoforbrug på ca. 63 TWh, mens produktionen fra sol og vind udgør ca. 52 TWh. Hvis det samtidig antages, at der ikke importeres elektricitet, bør den termiske elproduktion udgøre ca. 11 TWh, hvilket er væsentligt højere end i Klimafremskrivningen 2021 (ca. 5 TWh). Hvis det er tilfældet, at termisk elproduktion fordobles, bør dette bemærkes i både sammenfatningsnotatet og i baggrundsnotatet om termisk kapacitet. Hvis differencen justeres ved øget elimport, bør det bemærkes, at Danmark antages at blive nettoimportør af elektricitet.</p> <p>I 2040 er der et bruttoforbrug på ca. 87 TWh, mens produktion fra sol og vind udgør ca. 98 TWh. Umiddelbart ser det dermed ud som om, at Danmark antages at være nettoeksportør af elektricitet.</p> <p>Klimarådet opfordrer til at klargøre antagelserne om import og eksport af elektricitet. Samtidig bør det overvejes, om antagelsen om at "dansk forbrug matcher dansk produktion" er hensigtsmæssigt, særligt i lyset af eksisterende målsætninger om eksport af elektricitet fra havvind.</p>		
12.03	<p>Havvind AF21 indeholder udbygningen af havvind indenfor Åben-Dør-ordningen. Sammenholdes udbygningstaksten med pipelineoversigten på Energistyrelsens hjemmeside er det muligt, på baggrund af kapacitet og beliggenhed (DK1/DK2)</p>	Dansk Energi	Der er endnu ikke opstillet projekter under den nuværende åben-dør procedure samt udfordringer som borgermodstand og miljø (fx fugleliv). Derfor vurderer Energistyrelsen, at der er stor usikkerhed forbundet med kapacitetsfremskrivninger relateret til åben-dør projekterne. I fremskrivningen betragtes udelukkende projekter, der har en forundersøgelsestilladelse pga.

	<p>at forudsige hvilke projekter, der antages etableret. Da projekterne realiseres i perioden 2025-2027 er der sandsynligvis tale om fremskredne projekter, som er at finde på Energistyrelsens hjemmeside. Det kunne lette læsningen at navnene på parkerne fremgår.</p> <p>Erfaringerne med Åben-dør projekter er er begrænsede, begrundelserne for realiseringsår samt kapacitet kunne med fordel fremgå mere tydeligt af sammenfatnings- eller baggrundsnotat. To fremskredne Åben-dør projekter, Omø Syd og Jammerland er opgjort til 200-320 MW hhv. 120-240 MW, men de tilsluttede kapaciteter i baggrundsnotatet i DK2 udgør 160, 170 og 170 i hhv. 2025, 2026 og 2027.</p>		<p>den store usikkerhed om etableringen af kapaciteten af åben-dør projekterne. Hertil vurderes det yderligere, at der stadig er en vis usikkerhed forbundet med åben-dør projekterne trods forundersøgelsestilladelse, hvorfor det i AF21 ikke er muligt at konkretisere hvilke projekter, som kan forventes installeret og hvornår.</p> <p>Derudover skal det bemærkes, at givet usikkerheden ligger der en beregningsteknisk antagelse omkring realiseringsår og kapacitetsudbygning, da der i fremskrivningen antages en omtrent ligelig fordeling af kapaciteten hen over årene. Derfor stemmer kapaciteterne ikke nødvendigvis overens med de to nævnte fremskredne åben-dør projekter.</p>
12.04	<p>Havvind</p> <p>I Tabel 1 side 3 fremgår, at Middelgrundens slutår er 2025. Mulighederne for en levetidsforlængelse frem til 2050 af de 10 vindmøller ejet af HOFOR ift. det igangværende EUDP-projekt, vurderer HOFOR ikke at være inddraget.</p> <p>I Tabel 2 side 4 står, at nye møller på havet opstillet efter åben dør-ordningen i Østdanmark udgør en samlet kapacitet på 160 MW i 2025 og på 500 MW i alt i 2027. Idet både Nordre Flint og Aflandshage forventes idriftsat i 2025, og idet den samlede effekt af de to projekter er 410 MW er det HOFOR vurdering, at den forventede, nye kapacitet under åben dør-ordningen i 2025 er sat urealistisk lavt.</p> <p>Derudover har Energistyrelsen modtaget flere ansøgninger til åben dør-ordningen i Østdanmark, som i alt udgør en samlet kapacitet på mere end 1,2 GW. Da disse projekter etableres og drives uden statsstøtte og er det HOFORs vurdering, at den forventede nye kapacitet i 2027 er urealistisk lav.</p>	HOFOR	<p>Grundet usikkerheden omkring de tekniske, økonomiske og juridiske processer af levetidsforlængelsen af havvindmølleparker tager Energistyrelsen udgangspunkt i estimaterne fra Teknologikataloget samt elproduktionsbevillinger og -tilladelser for de parker, der har en sådan.</p> <p>Se svar til afsnit 12.03 mht. forventede udbygningskapaciteter ifm. Åben-dør projekter.</p>
12.05	<p>Udbygningen af havvind</p> <p>I forhold til AF20 er der sket en markant reduktion af den samlede havvindkapacitet, som følge af en udskydelse af den fulde idriftsættelse af hovedsageligt energi-øen i</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsen forventer at energiøen ved Bornholm er fuld i drift i første kvartal 2030, som i AF20. Dette er samme tidspunkt som sidste år, men det bemærkes at opgørelsen i Excel-arket er ændret til først at medtage parkerne i det første år med fuld produktion.</p>

<p>Nordsøen. Dette er selvfølgelig fuldt forståeligt. Dog savner Wind Denmark en forklaring på, at hvorfor energi-ø Bornholm først antages fuldt idriftsat i 2031, fremfor 2030 som i AF20.</p> <p>I forlængelse heraf bemærker Wind Denmark også, at udvekslingskapaciteten for de to energi-øer ligesom i AF20 er et 50/50 split. En lavere dimensionering af udvekslingskapaciteten end produktionskapaciteten må formodes at få væsentlige konsekvenser for netplanlægningen og prisdannelsen i Danmark, f.eks. ift. hvis den var højere. For at få en bedre indsigt i konsekvenserne ved ændrede udvekslingskapaciteter, opfordrer Wind Denmark til, at det indgår i Energinets følsomhedsanalyser. Specifikt ift. energi-ø Nordsøen er det uklart, hvorfor denne kun antages forbundet til Holland, da Energinet i feb. 2021 indgik en aftale med belgiske Elia om at undersøge muligheden for også at tilkoble dem til energi-øen. Dette er umiddelbart et væsentlig parameter for tilkoblingsdesignet, prisdannelsen og dermed rentabiliteten af projektet.</p> <p>I forhold til de radiale parker Thor og Hesselø bemærker Wind Denmark, at der er forskel i den forventede kapacitet af disse. Mens arealet for Hesselø er begrænset, er dette ikke tilfældet for Thor. Med udgangspunkt i det stiller Wind Denmark sig undrende overfor, at Hesselø forventes "fuldt" udbygget til de max. 1.000 MW, mens Thor "kun" forventes at være 900 MW.</p> <p>Wind Denmark ønsker samtidig at påpege, at vi ikke deler den implicite opfattelse af, at havvindudbygningen fra midt 2030'erne alene finder sted i Nordsøen, da der stadig findes gode havvindsarealer i Østdanmark, som potentielt</p>		<p>Aftalen med belgiske Elia undersøger muligheden for at tilkoble Belgien til energiøen, men da der endnu ikke er en egentlig aftale om et projekt ændres metoden og tilkoblingslandet ikke.</p> <p>For Thor er udbuddet mellem 800-1000 MW og for Hesselø er det 800- 1200 MW ift. den vindmøllekapacitet, der udbydes. Energistyrelsen har valgt at bruge middelskønnet heraf og er derfor kommet frem til 900 MW forventet kapacitet for Thor og 1000 MW forventet kapacitet for Hesselø, som vurderes at være det mest robuste valg ud fra den nuværende viden omkring projekterne.</p> <p>Det er Energistyrelsens vurdering, at langt det største potentiale ligger i Nordsøen, men anerkender at der kan være plads til mere havvind andre steder samt at teknologiudviklingen i fremtiden vil muliggøre placeringen på dybere hav. Denne udvikling vil blive medtænkt i kommende fremskrivninger.</p> <p>Vurderingen der ligger til grundlag for udbygningen med åben dør-projekter er beskrevet nærmere i svar 12.03.</p> <p>Overplanting forventes primært i forbindelse med at strømmen forbruges i en indfødningzone og dermed før transmissionsnettet. Specifikt for energiøerne kan en stor udnyttelse af den innovative del af øerne påvirke behovet for transmissionskapaciteten væk fra øen, men da denne udnyttelse endnu er ukendt, forventer Energistyrelsen at al strømmen genereret på øerne, løber til de tilkoblede lande.</p> <p>Energistyrelsen er enig i at udbygningen med havvind er betydelig, og vil til kommende AF undersøge udfaldsrummene for denne udbygning.</p>
--	--	---

<p>kan udnyttes jf. den store usikkerhed om det kommende elforbrug og den tilhørende VE-kapacitet.</p> <p>I alt eksisterer der pt. åben dør-projekter med en samlet kapacitet på op til ca. 3.2 GW – et tal der sandsynligvis vil blive reduceret en anelse, som følge af implementeringen af havplanen. Wind Denmark finder dog stadig de angivne 700 MW som meget lavt sat og savner derfor en mere fyldestgørende forklaring på, hvordan det estimat er fremkommet. I et scenarie hvor energierne forventes gennemført, og således må formodes at være 'rentable' som følge af forventede høje elpriser, er det svært at forstå, hvorfor det ikke vil være det bedste bud i AF, at alle projekter, der ikke har udfordringer på VVM-delen, vil blive realiseret.</p> <p>Ift. 'overplanting' vurderes det, at effekten heraf i et systemperspektiv vil være af mindre betydning. Dette er muligvis rigtigt, men Wind Denmark efterlyser en mere fyldestgørende forklaring, der legitimerer antagelsen, særligt med henvisning til, at flere analyser fra Energinet har beskrevet, hvor central en rolle 'indfødningszoner' kan få for en omkostningseffektiv integration af havvindressourcen uden unødvendigt stor netudbygning.</p> <p>Udbygningen i perioden 2034-2040, som i AF21 antages at følge det estimerede elforbrug til at muliggøre, at 100 pct. af det danske elforbrug dækkes af VE, finder Wind Denmark problematisk jf. den indledningsvise kritik heraf ovenfor.</p> <p>Ift. usikkerheder er Wind Denmark enig med Energistyrelsen i, at disse er betydelige. Vi vil derfor opfordre til, at der som en del af AF laves udfaldsrum frem for blot at opfordre til, at Energinet laver følsomhedsanalyser.</p>		
--	--	--

Vindmøller på land

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
13.01	<p>Udbygning af landvind</p> <p>Som Wind Denmark længe har advaret om, betyder uklare rammevilkår og dermed usikkerhed ifm. tilkoblingsvilkår, ekstra betalinger til elnettet og lignende, at langt de fleste investorer ikke kan træffe en investeringsbeslutning om VE-anlæg tilsluttet på DSO-niveau. Det vil højst sandsynligt resultere i en hård opbremsning i udbygningen af landvind de næste 2-3 år. Med udgangspunkt i den usikkerhed der kendetegner landbaseret VE, er det derfor Wind Danmarks vurdering, at de estimerede ca. 380MW landvind i perioden frem til 2024 er for højt sat. I forhold til AF20 er den årlige udbygning af landvind fra 2025 og frem blevet nedjusteret, da metoden herfor ændres til den samme som i KF21. Selvom Wind Denmark godt kan se ræsonnementet i skiftet fra den hidtidige metode, mener vi, at det bør genovervejes, om det er meningsfuldt at benytte samme metode og tal i AF som KF. At det med afsæt i de aktuelle omstændigheder kan være et udmærket skøn med 150 MW pr. år i en frozen-policy fremskrivning, behøver ikke være ensbetydende med, at det ikke i et "best guess"-scenarie er mere sandsynligt at forvente, at de aktuelle udfordringer overkommes af branche og myndigheder på kommunalt og statsligt niveau, hvorved udbygning vil kunne tage fart. AF21-forventningen til landvind på 150 MW årligt risikerer derfor at underestimere kapaciteten og Wind Denmark finder derfor, at man med fordel kan tilføje et udfaldsrum, bl.a. med blik på den store usikkerhed for det</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsen er enig i at der er usikkerhed omkring økonomien under et skift i tarifstruktur. Det er samtidig Energistyrelsens vurdering at konsekvenser mht. udbygning af landvind givet et skift i tarifstruktur er forbundet med usikkerhed, hvorfor fremskrivningen ikke direkte nedjusterer udbygningskapaciteterne i perioden 2022-2024 som resultat heraf. Fremskrivningen tager udgangspunkt i konkrete projekter samt hvor langt disse er i den kommunale planlægningsproces, hvilket pt. vurderes at være den bedste tilgang til at tage højde for usikkerhederne som kendetegner landbaseret VE-udbygning på kort sigt.</p> <p>Udbygningen af landvind fra 2025 og frem forventes primært at ske på markedsvilkår, hvorfor det hidtil har været vurderet, at tilgangen og metoden skal følge hinanden ad mellem KF og AF I og med der endnu ikke eksisterer historik mht. udbygning af landvind under sådanne vilkår, vurderes det, at udbygningen i højere grad følger trenden i konkrete projekter og kapaciteterne i de teknologineutrale udbud end det historiske trend, som har været tilfældet i tidligere udgivelser af AF. Det skal dog bemærkes, at Energistyrelsen er opmærksom på og anerkender problemstillingen angående lighederne mellem AF og KF. Der lægges derfor op til at metoden ifm. AF skal genbesøges mht. om der kan være barrierer i KF, der i et AF-perspektiv kan overkommes. Der er en vis usikkerhed forbundet med den gennemsnitlige testmøllestørrelse. Historisk har samtlige pladser på de to nationale testcentre ikke været anvendt året ud og at der fortsat er variation i testmøllestørrelsen.</p> <p>Energistyrelse vil følge udviklingen i testmøllekapacitet, og overveje hvorvidt den gennemsnitlige testmøllestørrelse skal revurderes. Det skal dog bemærkes, at forudsætninger om testmøller vurderes at have lille betydning</p>

	<p>fremtidige elforbrug og en mulig forceret udfasning af biomasse.</p> <p>Sluttelig vil Wind Denmark også bemærke, at givet AF21 strækker sig frem til 2040, virker den angivne gennemsnitlige testmøllestørrelse på hhv. 8 og 5 MW/mølle som lav, ligesom det er branchens forhåbning, at det øgede behov for testpladser som annonceret i maj 2021 (Behov for flere og større testpladser til fremtidens vindmøller Wind Denmark) vil blive imødekommet.</p>		<p>ift. Energinets anvendelse af AF. Energistyrelsen vil frem mod AF22 overveje, hvorvidt fremskrivningen af landvindudbygningen i større grad kan tage hensyn de usikkerheder som kendetegner udbygningen af landvind. Det bemærkes dog, at fokus i fremskrivningen ikke er udbygningen på den helt korte bane, men den langsigtede udvikling.</p>
--	---	--	---