



Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Høringsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
5. januar 2023

J nr. 2022 – 13659

/MTNG

Indholdsfortegnelse

Indledning	2
Overordnede bemærkninger	5
Brændselspriser.....	16
CO ₂ -kvotepris	19
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	20
Forbrug i husholdninger og erhverv.....	21
Ledningsgas og gasstrømme	24
Power-to-X (PtX) og DAC (Direct Air Capture).....	30
Solceller	36
Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.	39
Transport	44
Vindmøller på havet.....	49
Vindmøller på land.....	52

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk

Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde den 23. september 2022 en høringsudgave af Analyseforudsætninger til Energinet 2022 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb den 10. oktober 2022.

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
- CIP – Copenhagen Infrastructure Partners
- CONCITO
- Dansk Fjernvarme
- De Danske Bilimportører
- Drivkraft Danmark
- DTL Danske Vognmænd
- Evida
- Green Power 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.
CO ₂ -kvotepriser	Ingen.	Ingen.
Datacentre	Ingen.	Ingen.
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	Ingen.	Ingen.
Forbrug i husholdninger og erhverv	Ingen.	Ingen.
Ledningsgas og gasstrømme	Gasflow i Baltic Pipe fremrykkes fra 2023 til 2022, for at afspejle gasledningens idriftsættelsesdato den 1. oktober 2022.	<p>Det præciseres, at Tyrafeltet forventes genåbnet i vinteren 2023/2024, hvor der tidligere var angivet primo 2024.</p> <p>Det præciseres, at 6 pct. af Nordsøproduktionen tilføres Danmark, hvor der tidligere var angivet 8 pct. Præciseringen giver ikke anledning til ændringer i data.</p> <p>Det præciseres, at fremskrivningen af grønne gasser baseres på mulige produktionsmetoder, men ikke konkrete vurderinger af hver enkelt løsning.</p> <p>Det præciseres, at 20 pct. af kapaciteten i Baltic Pipe kan afsættes på gasmarkedet, hvorfor det faktiske flow igennem Danmark vil afhænge af gaspriserne i Danmark, Tyskland og Polen.</p>

		<p>Præciseringen giver ikke anledning til ændringer i data, hvor det fortsat antages, at gassen i Baltic Pipe flyder til Polen.</p> <p>Figurer er opdateret for at afspejle ændringen i data om gasflows fra Baltic Pipe.</p>
Power-to-X (PtX) og Direct Air Capture (DAC)	Opdelingen af PtX-brændstoffer efter mulig anvendelse er opdateret. Ingen ændring i den samlede kapacitet i fremskrivningen.	Nettoeksporten af PtX-produkter er præciseret, og opdeling af PtX-brændstoffer efter mulig anvendelse er opdateret (Tabel 2 og Tabel 3).
Solceller	Ingen.	Ingen.
Termisk kapacitet m.m.	<p>Lukning af Esbjergværket Blok 3, Studstrupværket Blok 4 og Kyndbyværket Blok 21 udskydes til 30. juni 2024.</p> <p>Lukning af H.C. Ørstedsværket Blok 8 fremrykkes til ultimo 2025 på baggrund af senest indhentede oplysninger.</p>	Teksten, figurer og tabeller er opdateret for at afspejle justeringerne. Det gælder bl.a. Figur 1, Tabel 1 og Tabel 2.
Transport	Ingen.	Ingen.
Vindmøller på havet	Ingen.	Ingen.
Vindmøller på land	Ingen.	Ingen.

Høringssvar er forkortet af Energistyrelsen og kan findes i fuld længde på Energistyrelsens hjemmeside.

Overordnede bemærkninger

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
1.01	<p>Som tidligere nævnt bør forudsætningerne afspejle de klimapolitiske målsætninger, og eftersom IEAs Stated Policies scenarie og ENTSO-Es National Trends scenarie ikke er tilstrækkelige for at indfri de klimapolitiske målsætninger, foreslår vi i stedet at anvende scenarier, som i højere grad afspejler målsætningerne. I modsætning til Energistyrelsens Klimastatus- og fremskrivning tager Analyseforudsætninger til Energinet netop højde for politiske målsætninger.</p>	Better Energy	<p>Energistyrelsen takker Better Energy for kommentaren.</p> <p>Energistyrelsen tager bemærkningen om brændselsprisscenarier til efterretning og vil overveje alternative scenarier til fremtidige AF (se også svar 2.02 nedenfor).</p> <p>Udviklingen i elforbrug, elproduktionskapaciteter og PtX-kapacitet i udlandet er ikke en del af Analyseforudsætninger.</p> <p>Data for omverdenen indgår derimod i såvel Energistyrelsens som i Energinets markedsmodeller. Valget af udlandsscenario har derfor indflydelse på systemresultater, herunder de modellerede elpriser, som er et vigtigt parameter hvad angår rentabiliteten af investeringer i bl.a. VE-elproduktionsteknologier og PtX og konkurrencedygtigheden af den termiske elproduktionskapacitet.</p>

			<p>Valget af udlandsscenario i AF har tidligere givet anledning til bemærkninger, da udviklingen i National Trends scenarie ikke er tilstrækkelig ift. indfrielse EU-klimapolitiske målsætninger. Energistyrelsen har lyttet til kritikken og bemærkninger og har ifm. udarbejdelse af AF22 anvendt et udlandsscenario, der bedre stemmer overens med netop EU-målsætninger. Som beskrevet i sammenfatningsnotatet er National Trends-scenarie fra TYNDP20 blevet opdateret med bl.a. en opjustering af VE- og PtX-kapacitet i EU og med en tilpasning ift. målsætninger om kuludfasning i EU-landene. Resultaterne er desuden blevet tryktestet ved at anvende et alternativscenarie for EU, som stemmer overens med klimamålene på EU-niveau, som Ea Energianalyse har udviklet for Energistyrelsen. Scenariet er tilgængeligt på Energistrelsens hjemmeside¹.</p> <p>Energistyrelsen arbejder på implementering af de nye udlandsscenarier fra TYNDP22 og forventer at kunne anvende scenarierne "Distributed Energy" og "Global Ambition" i kommende fremskrivninger. Disse to scenarier</p>
--	--	--	---

¹ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/systemscenarier_ea_2022_final.pdf

			<p>udviklet af ENTSO-E og ENTSO-G er top-down målopfyldelsesscenerier for EU.</p> <p>Energistyrelsen anbefaler, at Energinet anvender de senest offentliggjorte scenarier, herunder TYNDP22 scenarier, i implementeringen af analyseforudsætningerne i Energinets markedsmodeller.</p>
1.02	<p>Det er vigtigt, at Analyseforudsætningerne gennem alternativscenarier afspejler det niveau af usikkerhed som gør sig gældende for det fremtidige energisystem. I den forbindelse er spændvidden på fremtidige udviklingsscenarier netop nu markant større end hvad der har været tilfældet tidligere. CIP vil derfor opfordre til, at der specielt for områder som er under hastig udvikling, udarbejdes metoder til at vurdere sensitivitet på grundscenariet samt at der etableres alternativscenarier hertil. Dette gør sig særligt gældende for mængden af nye projekter etableret under Åben Dør ordningen samt for Power-to-X udbygning. Med sådanne alternativscenarier, vil Energinet have de bedst mulige forudsætninger for rettidigt at planlægge udviklingen af transmissionsnettet for el og i særlig grad også for brint.</p>	CIP	<p>AF er et planlægningsværktøj for infrastrukturinvesteringer med lang levetid, derfor er det vigtigt, at AF afspejler usikkerheden forbundet med det centrale forløb vha. udfaldsrum og evt. alternativscenarier.</p> <p>Modsat tidligere AF, imødekommer AF22 scenarietilgangen i højere grad fx ved at anvende målopfyldelsesscenerier, udviklet af Energistyrelsen bl.a. til brug for Klimaprogram, til perspektivering og kvantificering af udfaldsrummet på nogle områder.</p> <p>Energistyrelsen vil i fremtidige AF styrke denne tilgang. Energistyrelsen takker CIP for input i forhold hertil.</p>

1.03	<p>Antagelser for omverdenen er helt centrale</p> <p>Nogle af de mest centrale forudsætninger i Energinets og Energistyrelsens arbejde er antagelserne om, hvad der sker i udlandet. Det drejer sig dels om forventninger til fremtidige brændselspriser og dels om kapaciteter af elproducerende anlæg og elforbrug i vores nabolande. På begge disse områder antager analyseforudsætningerne at omverdenen ikke har tænkt sig at indfri hverken nationale, europæiske eller globale klimamålsætninger, hvilket er i modstrid med præmissen for forudsætningerne, der efter eget udsagn skal være et bud på fremtiden, der tager højde for politiske målsætninger.</p> <p>Vi er ikke enige i Energistyrelsens fortolkning af, at National Trends er TSO'ernes bedste forventning til, hvordan deres system kommer til at se ud i fremtiden. NT er baseret på nationale TSO'ers indmelding på baggrund af vedtaget politik. NT-scenarierne både for TYNDP20 og TYNDP22 baseres blandt andet på medlemsstaternes NECP'er fra 2018 og 2019, som er forældede nu. Som vi forstår det, er TYNDP22's antagelser for Danmark baseret på AF20. National Trends kan af ovenstående årsager derfor ikke fortolkes som et bedste bud på fremtiden. Brugen af STEPS og NT betyder implicit, at vi planlægger til en fremtid, hvor verden ikke lever op til</p>	CONCITO	<p>Som skrevet i sammenfatningsnotatet, har AF 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>Der henvises til afsnit 2.02 for svaret vedr. valget af scenarie for brændselspriser.</p> <p>Der henvises til afsnit 1.01 for svaret vedr. valget af udlandsscenario.</p>
------	--	---------	---

	<p>Paris-aftalen og EU ikke indfrier sine klimamål om 55 procents reduktion i 2030 og nettonul i 2050. Hvis brugen af NT alene sker, fordi det er det mest gennemarbejdede scenarie, bør Energistyrelsen tilføres flere ressourcer, så der kan udarbejdes mere retvisende data for udlandet. Disse data bør tage udgangspunkt i EU's beslutning om mindst 55 % reduktion af drivhusgasser i 2030 og nettonul i 2050. Indsatsen kan evt. koordineres med andre relevante lande, hvis de også mangler gennemarbejdede scenarier, der afspejler EU's vedtagne reduktionsmål i deres nationale planlægning.</p>		
1.04	<p>Ellagring bør inkluderes i analyseforudsætningerne</p> <p>Der er fortsat ikke antaget nogen ellagringskapacitet i analyseforudsætningerne. Det virker sandsynligt, at der kan forventes en væsentlig udbygning af disse teknologier i Danmark over de kommende årtier, når den hastige udvikling i batterier og øvrige lagringskoncepter tages i betragtning. CONCITO vil gerne opfordre Energistyrelsen til at indarbejde antagelser om udbygning af ellagringskapaciteten i AF. I den forbindelse kunne det være nyttigt at opdatere teknologikataloget for energilagring.</p>	CONCITO	Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra CONCITO og vil overveje ellagring som et nyt emne i de kommende analyseforudsætninger.

1.05	<p>Elforbrug</p> <p>Det er uklart, hvorvidt Energistyrelsen har indarbejdet resultaterne af undersøgelsen af potentialet for elektrificering i Nordsøen, som der blev lagt op til i høringsnotatet til AF21.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen har ikke indarbejdet en vurdering af elektrificering af olie- og gasproduktion i Nordsøen i AF22. Dette vil blive revurderet i de kommende udgivelser.</p> <p>Elektrificeringen af Nordsøen kan skønsmæssigt give anledning til et årligt elforbrug på knap 1 TWh i 2030, dalende frem mod 2050 i takt med udfasningen af indvinding i Nordsøen.</p>
1.06	<p>Analyseforudsætninger til Evida bør også være offentlige</p> <p>Det fremgår af KEF Alm.del – endeligt svar på spørgsmål 493, at Evida har et sæt analyseforudsætninger, der baserer sig på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet. CONCITO vil gerne opfordre til at disse bliver offentligt tilgængelige og genstand for kommentering, hvis de afviger væsentligt fra AF22.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen noterer sig opfordringen fra CONCITO til, at Evidas analyseforudsætninger bliver offentligt tilgængelig og genstand for kommentering, hvis de afviger væsentligt fra AF22.</p> <p>Evida er pålagt at udarbejde og offentliggøre planer for det fremtidige behov for distributionskapacitet og systemudvikling for gasdistributionssystemet, i henhold til lov om gasforsyning §14, nr. 5.</p> <p>Evida er ikke forpligtet til at offentliggøre de bagvedliggende forudsætninger. Det bemærkes, at Evida er distributionselskab for gas og ikke har ansvar for den overordnede infrastruktur på el- og gasområdet, som Energinet har. Det</p>

			fremgår dog af deres nuværende plan, hvordan deres planlægningsscenario overordnet set adskiller sig fra AF21.
1.07	<p>Nettab i fjernvarmesystemet og elsystemet</p> <p>Analyseforudsætninger 2022 forudsætter et nettab i fjernvarmenettet på 20%, som er konstant i perioden 2022-2050. Dansk Fjernvarme vurderer, at et nettab på 20% i et gennemsnitligt, eksisterende fjernvarmenet er tilnærmelsesvis retvisende, men må forventes at reduceres i takt med eksempelvis udbredelsen af lavtemperaturfjernvarme. Desuden er det Dansk Fjernvarmes vurdering, at nettabet i nyetablerede fjernvarmenet vil være mindre end 20% (15% og nedefter).</p> <p>Ligeledes forudsætter Analyseforudsætninger 2022 et nettab i elnettet på 7% i DK1 og 6% i DK2, som også er konstant i fremskrivningsperioden 2022-2050. Nettabet er typisk 7-9 % fra producent til forbruger. I takt med at Danmark bliver yderligere elektrisk forbundet til nabolandene, må det alt andet lige forventes, at nettabet vil stige. Ligeledes stiger nettabet, når ny produktionskapacitet placeres længere væk fra forbrugerne, så transmissionsnettet skal anvendes mere, når produktionen ikke forbruges lokalt. Dette ses i dag bl.a. pga. havvindmølleparker langt fra forbrugscentrene.</p>	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen noterer sig opfordringen fra Dansk Fjernvarme omkring nettab i fjernvarmesystemet og elsystemet. Energistyrelsen indgår gerne i dialogen med Dansk Fjernvarme om dette.

	Dansk Fjernvarme opfordrer Energistyrelsen til at overveje, at tabsprocenten bør være dynamisk og variere over fremskrivningsperioden for at tage højde for bl.a. førnævnte tendenser.		
1.08	<p>Evida noterer sig, at det fremgår af sammenfatningsnotatet, at: "I AF22 lægges det på den baggrund til grund, at det danske gasforbrug er 100 pct. dækket af grøn gas i 2030, og at der ikke længere anvendes gas til opvarmning i husholdninger fra 2035."</p> <p>I Analyseforudsætningerne 2022's tilhørende dataark fremgår en reduktion på 88% af gasforbruget til husholdninger i perioden 2022-2035. Gasforbruget til husholdninger i 2035/2036 på hhv. 823 og 778 GWh kan ved en standard husholdningskunde opgøres til 40.000-50.000 tilbageværende husholdningskunder i 2035-2036. Uoverensstemmelsen mellem tekst og data bør rettes, så der ikke er uklarhed omkring den forventede fremtidige udvikling.</p>	Evida	<p>Energistyrelsen tilretter teksten i sammenfatningsnotatet, sådan at den bedre afspejler indholdet i fremskrivning.</p> <p>I AF22 indgår et mindre gasforbrug i husholdningssektoren i 2035. Dette skyldes et forsigtighedsprincip samt en mindre usikkerhed i kategoriseringen af data i Energistyrelsens modeller.</p> <p>Ambitionen om gasudfasning fra opvarmning i husholdninger indeholdt i <i>Klimaaftalen om grøn strøm of varme</i> fra juni 2022 er endnu ikke udmøntet i konkrete initiativer.</p> <p>Formålet med AF er infrastrukturplanlægning, og i forhold til gasnettet er der tale om en eksisterende infrastruktur, der evt. skal nedlægges, når forbruget bliver nul. I dette tilfælde vurderes hensigtsmæssigt at være forsigtig med at nedlægge infrastrukturen for tidligt.</p>

			Desuden er der usikkerhed omkring Energistyrelsens kategorisering af forbrugere mellem husholdninger og erhverv i Energistyrelsens modeller. En mindre del af det forbrug, der er kategoriseret som forbrug i husholdninger, kan muligvis være forbrug i erhverv eller en anden type forbrug, der ikke er relateret til opvarmning.
1.09	Green Power Denmark vil gerne indlede med at rose Energistyrelsen for et godt og gennearbejdet produkt. Det er positivt, at detaljegraden og kvaliteten af analyseforudsætninger øges år for år. Green Power Denmark mener, at årets udgave af analyseforudsætningerne flugter godt med de politiske ambitioner på energiområdet og vores egen forventning til udviklingen de kommende 10 år. Det bemærkes dog, at usikkerheden på energiområdet er meget stor, selv på den korte bane, hvorfor der kunne være lagt endnu mere vægt på udfaldsrum/scenarier for udviklingen på energiområdet.	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker Green Power Denmark for den positive kommentar. Som skrevet tidligere under 1.02, er Energistyrelsen overvejende enige i at styrke scenarietilgangen i de kommende analyseforudsætninger.
1.10	Green Power Denmark vil gerne støtte beslutningen om at vente med at udgive analyseforudsætningerne til, at de seneste energiforlig kunne implementeres. Vi mener dog, at der forsat kan arbejdes med	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker Green Power Denmark for den positive kommentar og noterer sig bemærkningen omkring opdateringsfrekvens.

	<p>opdateringsfrekvensen og tidspunktet i forhold til andre udgivelser.</p> <p>Det er eksempelvis ærgerligt, at det ikke har været muligt at implementere TYNDP22, her et halvt år efter deres udgivelse, når udviklingen i vores nabolande er så afgørende for Danmarks elsystem. Man bør også se på udgivelsestidspunktet for analyseforudsætningerne i forhold til Energinets Redegørelse for Elforsyningssikkerhed 2022, som er i høring nu, men baseret på 2021 analyseforudsætningerne. Der bør tilrettelægges en opdaterings frekvens, således at nyeste viden fra andre udgivelser kan implementeres hurtigst muligt.</p>		<p>Det nuværende årshjul er resultatet af en afvejning af muligheder og bindinger i både Energistyrelsen og Energinet. Energistyrelsen overvejer løbende muligheder for forbedringer i tidsplanen.</p>
1.11	<p>Antagelser for udlandet</p> <p>Den igangværende krig i Ukraine giver væsentlige forskydninger på energimarkederne. Det kunne have været formålstjenstligt, såfremt man i AF22 gjorde sig nogle overordnede betragtninger på, hvorledes dette kan påvirke energimarkederne på både kortere og længere sigt.</p> <p>Det danske elsystem er meget afhængig af udviklingen i vores nabolande. Derfor er det beklageligt, at Energistyrelsen igen anvender TYNDP2020-scenariet National Trends, der efter vores viden ikke er kompatibelt med EU's målsætninger på klimaområdet, selv med de justeringer, som Energistyrelsen har</p>	Ørsted	<p>Energistyrelsen takker Ørsted for kommentaren.</p> <p>Analyseforudsætninger bygger implicit på en forudsætning om, at den nuværende situation normaliseres og ikke påvirker energimarkeder på lang sigt. Forudsætningen er meget usikker og der vil fra Energistyrelsens side være fokus på problemstillingen i de kommende fremskrivninger.</p> <p>Som tidligere skrevet under 1.03, er antagelser for udlandet ikke en del af Analyseforudsætninger og Energistyrelsen</p>

<p>foretaget. Det er selvfølgelig godt, at Energistyrelsen har justeret for kendte målsætninger inden for VE- og PtX-udbygning, ligesom det er fornuftigt at robusthedstjekke de langsigtede elpriser med en EA Energianalyses modelkørsler, der er i overensstemmelse med EU's målsætninger.</p> <p>Vi vil dog endnu engang opfordre Energistyrelsen til AF23 at anvende antagelser for udlandet, der er kompatible med de målsætninger, som EU er enige om.</p>		<p>anbefaler, at Energinet anvender de senest offentliggjorte scenarier, herunder TYNDP22 scenarier, i implementeringen af analyseforudsætningerne i Energinets markedsmodeller.</p> <p>Energistyrelsen vil selv arbejde videre med implementering af scenarierne fra TYNDP22 i de kommende fremskrivninger.</p>
---	--	--

Brændselspriser

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
2.01	<p>Det er her beskrevet i baggrundsnotatet, ”at den aktuelle situation med høje brændselspriser og usikkerhed om forsyningstilstrækkelighed ikke er afspejlet i brændselsprisfremskrivningen, som baseres på prisinformationer fra ultimo 2021.”</p> <p>Biogas Danmark finder, det er stærkt problematisk, at AF22 ikke er opdateret med seneste data. Dette gør, at prisudviklingen for de kommende år er meget misvisende. Biogas Danmark anbefaler derfor, at prisen på naturgas opdateres med de seneste data.</p> <p>Det er derudover beskrevet, at forwardpriserne for kul og naturgas er trukket fra Bloomberg og EEX. Er det muligt at få beskrevet, hvilken børs der refereres til og hvilken kilde, der er brugt til gas? Da der en dårlig likviditet på den danske børs, er den ikke egnet til at blive brugt som reference for forwardpriserne.</p>	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsen tager pointen til efterretning. Det bemærkes, at AF udarbejdes til brug for Energinet med at planlægge udviklingen i transmissionsnettet for bl.a. el og gas på lang sigt. I den sammenhæng vil usikre brændselspriser på kort sigt ikke have stor betydning. Baggrundsnotatet beskriver også, at priserne i AF22 implicit bygger på en forudsætning om, at den nuværende situation efterhånden normaliseres, og dermed ikke påvirker priserne på det lange sigt, som er afgørende i forbindelse med Energinets infrastrukturudbygning. Den netop udgivne World Energy Outlook 2022 understøtter, at priserne ikke nødvendigvis påvirkes i stor grad af den nuværende situation på lang sigt.</p> <p>Forwardpriser på naturgas er trukket fra den tyske gasbørs Trading Hub Europe (THE) via handelsplatformen European Energy Exchange (EEX). Energistyrelsen anerkender, at likviditeten på den danske gasbørs ETF er lav i forhold til fx den tyske børs THE eller den hollandske børs TTF, og vil tage det til</p>

			efterretning i kommende fremskrivninger af gasprisen.
2.02	<p>CONCITO ønsker en klarere argumentation fra Energistyrelsen for, hvorfor man vælger at holde fast i at anvende IEAs Stated Policies-scenarie for brændselspriser (STEPS) og ENTSO-Es National Trends-scenarie (NT) for kapaciteter og forbrug i udlandet.</p> <p>At Finansministeriet anvender IEA's Stated Policies-scenarie til fremskrivning af olieprisen bør ikke begrænse Energistyrelsen i at træffe valg, der bedre kan understøtte Energinets planlægningsarbejde ved at benytte scenarier, der i højere grad afspejler de internationale målsætninger på energi- og klimaområdet. Ved brug af scenarier, der undervurderer hastigheden på den grønne omstilling risikeres det, at prisen på fossile brændsler overvurderes, hvilket har afgørende betydning for fx Power-to-x-brændstoffers konkurrenceevne.</p> <p>Der er en betydelig risiko for, at prisen på fossile brændsler falder drastisk i fremtiden. Det tager man ikke højde for ved at anvende STEPS.</p> <p>CONCITO opfordrer Energistyrelsen til at vælge et scenarie, der baserer sig på en grøn omstilling i tråd med de politiske ambitioner, eller som minimum</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen er løbende i overvejelser om valg af IEA-scenarie for brændselspriser. Da det er helt centralt, at de relative priser er afstemte, skal beslutningen dog træffes i samarbejde med Finansministeriet, som fastsætter den anvendte oliepris. I en årrække har Finansministeriet netop gjort dette med udgangspunkt i STEPS.</p> <p>Der henvises til afsnit 1.03 hvad angår valget af udlandsscenario.</p>

	inkluderer det som en følsomhedsberegning. Det bør gøres uagtet hvilken tilgang, Finansministeriet vælger.		
2.03	<p>Opdateret biomasseprisfremskrivning som følge af nye EU regler</p> <p>De nye EU-regler for LULUCF vil fra 2026 stille krav til EU's landenes kulstofpuljer i skove. Det må forventes at påvirke prisen på biomasse fra EU-lande, hvis kravene er reelt bindende og dermed tilfører en ny omkostning ved hugst. Energistyrelsens nye biomasseprisfremskrivning tager umiddelbart ikke hensyn til denne effekt. CONCITO vil igen opfordre til, at der igangsættes et studie, der ser på effekterne af den fremtidige regulering.</p>	CONCITO	Energistyrelsen er i gang med at overveje, hvordan man kan forbedre metoden til at fremskrive biomassepriser.
2.04	<p>CONCITO undrer sig over, at de fossile brændselspriser er baseret på et scenarie fra efteråret 2021 og særligt at forwardpriserne er trukket december 2021, altså før Ruslands invasion af Ukraine og den højeste volatilitet på energimarkederne siden 1970'erne.</p> <p>Det er u hensigtsmæssigt at forwardpriserne trækkes 10 måneder før udgivelse af AF22. I lyset af de markante prisstigninger vi har set på især gas det seneste år, burde Energistyrelsen have indarbejdet det i AF22 – særligt hvad angår det forventet højere strukturelle gasprisniveau som</p>	CONCITO	Energistyrelsen tager pointen til efterretning. Det bemærkes, at AF udarbejdes til brug for Energinet med at planlægge udviklingen i transmissionsnettet for bl.a. el og gas på lang sigt. I den sammenhæng vil usikre brændselspriser på kort sigt ikke have stor betydning. Priserne i AF22 bygger implicit på en forudsætning om, at den nuværende situation efterhånden normaliseres, og dermed ikke påvirker priserne på det lange sigt, som er afgørende i forbindelse med Energinets infrastrukturudbygning. Den netop udgivne

	<p>følge af prissætning på LNG i stedet for rørført gas fra Rusland.</p> <p>CONCITO vil anbefale Energistyrelsen, at forwardpriser fremadrettet trækkes så tæt som praktisk muligt på AFs udgivelse.</p>		<p>World Energy Outlook 2022 understøtter forudsætningen om, at priserne ikke påvirkes i stor grad af den nuværende situation på lang sigt.</p>
--	--	--	---

CO₂-kvotepris

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
3.01	<p>For at sikre det mest opdaterede beslutningsgrundlag vil vi foreslå, at Finansministeriet for Energistyrelsen laver en ny kvoteprisfremskrivning med udgangspunkt i prisen en uge før AF22 udgives. Finansministeriets fremskrivning af kvoteprisen er så simpel, at det ikke bør være et praktisk problem. Derudover bør Energinet som en del af den proces regne på opdaterede kvoteprisfremskrivninger, der tager udgangspunkt i den nyeste pris. For at give tid til at gennemføre analyserne bør prisen låses.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen og Finansministeriet har aftalt en opdateringskaldence for kvoteprisfremskrivningen, som møder Energistyrelsens behov til at kunne gennemføre fremskrivninger. Kvoteprisen til AF opdateres i juni måned og AF udgives typisk i september/oktober. Kvoteprisen indgår sammen med brændselspriser og en række andre data som input til Energistyrelsens modeller, der fremskriver grundlaget for AF. Der anvendes således allerede den kortest mulige tid mellem kvoteprisopdatering og udgivelse af Analyseforudsætninger.</p>

Eltransmissionsforbindelser til udlandet

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
5.01	<p>Forudsætningerne baserer sig, modsat resten af AF22, på eksisterende og godkendte investeringsbeslutninger og kan derfor opfattes som et slags <i>frozen buildout</i> for Energinet. Det er et udmærket udgangspunkt for at vurdere den samlede udbygning af transmissionsnettet, men et ringe udgangspunkt for at vurdere enkelte transmissionsnetprojekter, hvor rentabiliteten er afhængig af øvrige transmissionsforbindelser.</p> <p>Energistyrelsen og Energinet opfordres til at gennemføre analyser, der identificerer det optimale miks af eksport af grøn strøm og power-to-X. De anvendte forudsætninger indebærer risiko for at potentialet for eleksport undervurderes, idet det antages at power-to-X anlæggene vil udnytte langt størstedelen af den danske produktion. Denne bekymring bestyrkes af valget af forudsætninger for udlandet (National Trends), der risikerer at undervurdere det fremtidige elbehov i Europa.</p>	CONCITO	<p>I AF22 anvendes størstedelen af elproduktionen til elektrolyse med en stigende andel tiltænkt eksport frem mod 2050. Dertil forventes samtidig en større eksport af el via energigørerne.</p> <p>Energistyrelsen og Energinet vil i fremtiden gennemføre analyser til undersøgelse af forholdet mellem eksport af grøn strøm og PtX i takt med at kendskabet til PtX-markedet udvides. Ydermere udarbejder Energinet i forbindelse med AF22 en række følsomheder i forhold til nødvendige transmissionsnetprojekter.</p>

Forbrug i husholdninger og erhverv

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
6.01	<p>Er gasforbruget fra Nordic Sugar og Fynsværket medregnet?</p> <p>Der blev til høringsmøde til AF21 d. 25. august 2021 oplyst, at Aalborg Portland var taget delvis med i forbruget af gas. Grundet den igangværende energikrise er der flere virksomheder, herunder Aalborg Portland, som ændrer deres forbrug. Er der taget højde for dette i AF22? Hvilke antagelser er der taget for Nordic Suger og Fynsværket? Og er det antaget, at de kommer til at bruge naturgas eller biogas?</p>	Biogas Danmark	<p>Resultater i AF22, herunder gasforbrug i industrien, er en konsekvens af de anvendte forudsætninger og priser. I AF22 forudsættes blandt andet, at 2030-målet nås. I industrien kan det foregå ved, at fossile brændsler udfases og erstattes af ledningsgas suppleret med CCS. Energistyrelsens bedste forventning er derfor, at der kommer til at være et gasforbrug i industrien på længere sigt, delvist drevet af en forventning om en tilbagevenden til lavere gaspriser på lang sigt. I AF22 anslås grønne gasser at dække hele det danske gasforbrug fra 2030.</p>
6.02	<p>Biogas Danmark er ikke enig i den anvendte metode for fremskrivningen af gasforbruget. I baggrundsnotatet bliver det oplyst, at brændselspriserne tager udgangspunkt i data fra ultimo 2021 og dermed ikke afspejler den aktuelle situation med høje brændselspriser. På nuværende tidspunkt kan det allerede ses, at der i erhvervslivet er et lavere gasforbrug, da virksomhederne konverterer til andre energiformer såsom olie, kul, el osv. Fremskrivningen af gasforbruget for erhverv er dermed efter Biogas Danmarks opfattelse være for højt de kommende år.</p>	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsen tager pointen til efterretning. Det bemærkes, at AF udarbejdes til brug for Energinet med at planlægge udviklingen i transmissionsnettet for bl.a. el og gas på lang sigt. I den sammenhæng vil et for højt gasforbrug på kort sigt ikke have stor betydning. Det fremskrevne gasforbrug er en konsekvens af de anvendte brændselspriser. Energistyrelsen bruger de bedste langsigtede priser, som vi har adgang til.</p>

6.03	<p>Gas</p> <p>En opdeling af forbrug i eksisterende og nye aftagere vil gøre det nemmere at vurdere analyseforudsætningerne. Med nye aftagere tænkes særligt på forventningerne til aftag i de industrier, der i dag bruger kul, petrokoks og olie. I høringsnotatet sidste år skrev Energistyrelsen, at det ville se nærmere på mulighederne for at udarbejde indikatorer herfor. CONCITO vil gerne spørge, hvad status er på dette punkt?</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen er opmærksomme på ønsket om at kunne vise en sådan en opdeling, og vil fortsat gerne se nærmere på mulighederne for at udarbejde indikatorer herfor til kommende udgaver af analyseforudsætninger.</p>
6.04	<p>I baggrundsnotatet for Forbrug skrives ” <i>På kort sigt stiger erhvervenes gasforbrug fordi det med de forudsætninger, der ligger til grund for fremskrivningen, er mest økonomisk rentabelt at bruge gas i erhverv. Bemærk, at forudsætningerne er usikre, da de er baseret på prisinformationer fra ultimo 2021 og dermed ikke afspejler den aktuelle situation med høje brændselspriser og usikkerhed om forsyningstilstrækkelighed.</i> ” Det illustrerer nødvendigheden af at benytte forwardpriser, der trækkes tættere på udgivelsesdatoen og behovet for at inkludere effekten af strukturelle forandringer i brændselsmarkederne. Pr. 10. oktober 2022 indikerer forwardpriserne, at det i 2024 vil være billigere at fyre med letolie end gas (inkl. CO₂-kvotekomkostning) mens omkostningsniveauet er omtrent det samme i 2025.</p>	CONCITO	<p>Det bemærkes, at AF udarbejdes til brug for Energinet med at planlægge udviklingen i transmissionsnettet for bl.a. el og gas på lang sigt. I den sammenhæng vil et for højt gasforbrug på kort sigt ikke have stor betydning.</p> <p>Der er kun få elkedler i industrien i dag. Det er korrekt, at økonomien i denne teknologi er forbedret, og Energistyrelsen følger udviklingen. For nuværende er det vores vurdering, at økonomien for elkedler i industrien ikke er god nok, sammenlignet med de øvrige alternativer til gas – trods de seneste forbedringer.</p> <p>Pyrolysegas er en anden teknologi, vi følger. Energistyrelsen vil meget gerne have en dialog</p>

	<p>Det kan få betydning for anvendelsen af Energinets infrastruktur.</p> <p>Analyseforudsætningerne bør desuden forholde sig til den kraftigt forbedrede økonomi i anvendelsen af elkedler i industrien og den potentielle brug af pyrolysegas i industrien.</p>		<p>omkring forudsætninger og antagelser for pyrolysegas.</p>
6.05	<p>Dansk Fjernvarme ser positivt på, at Analyseforudsætninger 2022 fremsætter forventninger om et stigende fjernvarmeforbrug frem mod 2030, som skyldes dels et skifte væk fra individuelle gasfyr og dels en forventning om et øget antal husholdninger, som modtager fjernvarme. Dansk Fjernvarme anerkender også effekten af øget effektivisering og energibesparelser. Dog forstår Dansk Fjernvarme ikke, hvorfor varmepumper er relativt mere attraktive i AF22 og der pågår i øjeblikket mange konverteringsprojekter og udvidelser af fjernvarmesystemet til erstatning af individuelle gasfyr.</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen anerkender, at teksten i AF22 er formuleret uklart. Sætningen ” I AF22 er varmepumper relativt mere attraktive, og derfor erstattes mere gasforbrug af varmepumper.” sigter mod, at varmepumper i et elscenarie med større elforbrug og lavere elpriser, som AF22 er baseret på, er relativt mere attraktive end i et scenarie indeholdende mindre el. Og derfor erstattes mere gasforbrug af varmepumper i AF22, end hvad der ville ske i et scenarie indeholdende mindre el.</p>
6.06	<p>Gasforbruget i industrien falder markant på grund af den igangværende energikrise. Der er således betydelig usikkerhed behæftet ved gasforbruget i industrien, særligt på kort sigt, hvor industrien skifter til andre energiformer. Som følge heraf, kan gasforbruget eventuelt suppleres med en følsomhed på kort og lang sigt.</p>	Evida	<p>Energistyrelsen er enig i, at der er usikkerhed omkring resultaterne i AF. Derfor er det vigtigt, at Energinet supplerer resultaterne med følsomhedsanalyser.</p>

Ledningsgas og gasstrømme

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
7.01	<p>Grøn gas – adskillelse af biogas og andre grønne gasser.</p> <p>I sammenfatningsnotatet er det beskrevet, at grøn gas vil udgøre 100 pct. af gasforbruget i 2030. Biogas Danmark opfordrer Energistyrelsen til at opdele grøn gas, så det bliver mere specifikt, hvad der er biogas og hvad der forventes at være andre grønne gasser fx brint og metanisering. Dette vil gøre det nemmere for læseren at se, hvilken udvikling, der er for de forskellige grønne gasser i Danmark.</p>	Biogas Danmark	<p>Det fremgår af afsnittet <i>Produktion af grønne gasser</i>, at den producerede mængde anslås i henhold til målsætningen fra <i>Klimaaf tale om grøn strøm og varme</i> af 25. juni 2022, om at Danmark senest i 2030 skal være 100 pct. forsynet med grøn gas.</p> <p>AF har til formål, at fastlægge forudsætninger for Energinets langsigtede udviklingsplaner. I den sammenhæng, vurderes det væsentligst at redgøre for den forventede mængde grønne gasser, systemet skal kunne håndtere. Afsnittet <i>Produktion af grønne gasser</i> tilpasses for at understrege, at der er tale om produktionsmuligheder og ikke en fremskrivning af produktionen fra de enkelte teknologier.</p> <p>Den forventede udvikling i sammensætning af ledningsgassen vil blive belyst på baggrund af vedtagne politikker i KF23.</p>
7.02	<p>I baggrundsnotatet er det visualiseret, at produktionen af grøn gas, efter Energistyrelsens vurdering, vil være tæt på konstant fra 2030 til 2050. Biogas Danmark er af den opfattelse, at biogasproduktionen kan overstige</p>	Biogas Danmark	<p>Det er korrekt, at produktionen af grønne gasser potentielt kan overstige det antagne niveau. Dette gælder såvel før som efter 2030. Energistyrelsen har været i dialog med Evida, i</p>

	<p>den biogasproduktionskapacitet på omkring 50 PJ, der blev oplyst forventet ved høringsmødet den 4. oktober 2022. Derudover mener Biogas Danmark, at der vil ske en stigende metanisering, der enten vil blive anvendt i transportsektoren eller eksporteret.</p> <p>Biogas Danmark er opmærksom på, at der kan komme en biogasproduktion eller metanisering uden for ledningsnettet, hvilket kan forklare Energistyrelsens vurdering af, at der kommer en konstant udvikling af grøn gas i ledningsnettet efter 2030. Biogas Danmark er af den overbevisning, at biogassen og metaniseringen oftest vil blive tilført ledningsnettet og dermed skal medregnes i fremskrivningen for den grønne gasproduktion.</p> <p>Biogas Danmark finder ikke fremskrivningen er realistisk, da der vil være en øget produktion af grønne gasser efter 2030. Derudover er det svært at se, hvilken andel henholdsvis biogas og metanisering står for af den grønne gasproduktion. Dette understreger derfor igen vigtigheden af at lave en opdeling af produktionen for de grønne gasser.</p>		<p>forbindelse med fastlæggelsen af den mulige produktion og som det fremgår af Evidas hørings svar til AF22, har man kendskab til projekter, som på længere sigt kunne tilsige en højere produktion. På denne baggrund har Energistyrelsen udarbejdet en følsomhedsberegning, som angiver et muligt forløb med højere produktion af grønne gasser.</p> <p>På den anden side, er det også en mulighed at produktionen kan blive mindre end antaget. Dette afspejles i en følsomhedsberegning med en lavere produktion, som afspejler en situation hvor der alene oprettes den produktionskapacitet, der forventes sfa. af vedtagne støtteordninger.</p>
7.03	<p>Den nye fremskrivning i AF22 indeholder ikke ustøttet biogas, da det antages, at produktionen af ustøttet biogas alene skyldes, at anlæggene frasiger sig støtte til en eksisterende produktion inden for årsnormen. Det vil sige, at ustøttet biogas vil gøre indhug i den</p>	Biogas Danmark	<p>Fremskrivningen af grønne gasser i AF22 er baseret på opfyldelsen af målsætningen i <i>Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022</i>, om at Danmark senest i 2030 vil være 100 pct. forsynet med grøn gas. Dette forudsætter, at de</p>

	<p>støtteberettigede produktion. Dette er Biogas Danmark ikke enig i, da de allerede vedtagne CO₂-fortrængningskrav i transportsektoren alene kan opfyldes med ustøttet biogas.</p> <p>Det er derfor Biogas Danmarks klare vurdering, at de gældende regler giver et incitament til at producere yderligere biogas, der kan bruges i transportsektoren frem for, at der vil ske frasigelse af støtten til biogas produceret inden for årsnormerne. Biogas Danmark er derfor af den overbevisning, at den estimerede anvendelse af biogas i transportsektoren skal lægges oveni produktionen af støttet biogas.</p>		<p>gastransmissionssystemet tilføres op til ca. 14.000 GWh grønne gasser.</p> <p>De nuværende støtteordninger og den forventede effekt af kommende støtteudbud indgår i fremskrivning med en produktion på op til ca. 11.000 GWh, under en antagelse om 90 pct. udnyttelse af de tildelte årsnormer. Såfremt udnyttelsesgraden øges til 100 pct., udgør produktionen fra de støttede anlæg ca. 12.200 GWh. Det er således ikke umiddelbart muligt at opnå målsætningen om 100 pct. grøn gasforsyning, inden for de vedtagne støtteordninger.</p> <p>Der indgår derfor en forudsætning i AF22 om, at der vil etableres yderligere produktion af grønne gasser frem imod 2030, skønt det antages at eventuel ustøttet produktion indledningsvist vil ske inden for årsnormerne, idet det tager tid at etablere ny produktionskapacitet. AF22 tager ikke eksplicit stilling til, under hvilke vilkår den yderligere kapacitet etableres. Der redegøres dog for, at udviklingen i flere parametre på nuværende tidspunkt understøtter en forventning om et voksende marked for ustøttede grønne gasser.</p>
--	---	--	---

7.04	<p>Pyrolyse kan også levere VE brændstoffer</p> <p>CONCITO skønner, at biokulproduktion ved pyrolyse svarende til 2 mio. ton CO₂-reduktioner samtidig vil levere 25 PJ biobrændsler, omtrent ligeligt fordelt mellem pyrolysegas og pyrolyseolie.</p> <p>Energistyrelsen antager øjensynligt en lavere mængde pyrolysegas som biprodukt jf. klimaprogrammets scenarier (op til 8 PJ). CONCITO ønsker uddybet, hvilke antagelser Energistyrelsen konkret gør sig om mængderne af gas og olie forbundet med pyrolyse. CONCITO anbefaler, at Energistyrelsen forholder sig til hvilken rolle pyrolysegas- og olie kan forventes at spille i fremtidens energisystem, herunder hvor og hvordan de skal anvendes. Derudover bør energiforbruget forbundet med hhv. raffinering af pyrolyseolien, evt. opgradering af gassen og procesenergiforbruget i pyrolyseanlæg (der også kan elektrificeres helt eller delvist) kvantificeres.</p> <p>Pyrolysegas kan potentielt få væsentlig indflydelse på bruges af ledningsgas. CONCITO vurderer, at økonomien i at etablere pyrolyseanlæg centralt og udnytte pyrolysegassen i større industrialanlæg umiddelbart er attraktiv. Sker det, vil behovet for ledningsgas blive reduceret markant.</p>	CONCITO	<p>Der gøres ikke eksplicite antagelser om anvendelsen af pyrolysegas i AF22. Fremskrivningen bygger dog på Klimaprogrammets EI-scenarie, hvor der indgår op til 8 PJ pyrolysegas, baseret på en drivhusgasreduktionseffekt på op til 2,2 mio. ton CO₂e.</p> <p>Pyrolysegassen indgår på lige fod med biogas i systemmodelleringen, hvor anvendelsen fortrænger fossil naturgas, som i stedet eksporteres.</p> <p>Fsva. angår muligheden for at opgradere og tilføje pyrolysegas til gastransmissionssystemet, tages der i AF22 ikke eksplicit stilling til oprindelsen af grønne gasser.</p>
------	--	---------	--

7.05	Energistyrelsen skriver, at "det er muligt at en stor del af [biogasanlæg med afsæt til kraftvarme] vil konvertere til opgradering frem mod 2032". CONCITO vil gerne spørge, om Energistyrelsen kan komme det nærmere? Opgradering til naturgaskvalitet må forventes at være en særdeles god business case med nuværende priser.	CONCITO	<p>På baggrund af oplysninger fra Evida, antages det at der mulighed for at konvertere op til 5 PJ biogas fra kraftvarmeproduktion til opgradering.</p> <p>Det bemærkes, at muligheden for konvertering kan begrænses af biogasanlæggenes geografiske placering ift. gas transmissions- og distributionssystemet, samt de individuelle anlægs størrelse og økonomiske muligheder for at investere i opgraderingsteknologier.</p>
7.06	På side 7 i baggrundsnotatet om gas fremgår det, at "produktionskapaciteten, som forventes etableret under de nuværende støtteordninger, de kommende støtteudbud, konvertering fra kraftvarme til opgradering og produktion af e-metan udgør samlet set ca. 11.940 GWh i 2030." Det ville være nyttigt, hvis Energistyrelsen i hele den analyserede periode specificerede en forventning til, hvor stor en andel af den grønne gas der forventes at komme fra hhv. biogasproduktion og e-metan. I baggrundsnotatet for PtX angives, at metanproduktion forventes at udgøre 5 pct. af elforbruget til PtX. På den baggrund bør den implicit forventede e-metanproduktion kunne opgøres.	CONCITO	Der henvises til afsnit 7.01.

7.07	<p>Fremskrivningen af biogasproduktionen på den korte bane stemmer nogenlunde overens med Evidas forventninger, og den kendskab Evida har til projekter. På den lidt længere bane har Evida dog kendskab til projekter med et potentiale til at producere yderligere ca. 1 mia. m³ biogas sammenlignet med produktionen i 2022. Udbygningen med biogas på den lidt længere bane kan således overstige fremskrivningerne i Analyseforudsætningerne 2022.</p>	Evida	Der henvises til afsnit 7.02.
7.08	<p>Gas Overordnet finder vi at delrapporten omkring gas inddrager de væsentligste forhold. Ørsted vurderer dog, at gas mængderne fra Nordsøen med en vis sandsynlighed vil gå til Danmark, herunder at andelen nok snarere vil ligge over 80% end under 80%. I relation til mængderne fra Norge, så vil disse mængder kunne afsættes i Danmark – og ikke nødvendigvis sendes videre til Polen. Det faktiske flow igennem Danmark vil således også blive bestemt af forskelle i gasprisen i Danmark, Polen og Tyskland.</p>	Ørsted	<p>Afsnittet <i>Transit til Polen</i> tilpasses, så det fremgår at det faktiske gasflow i praksis afhænger af gaspriserne i Danmark, Tyskland og Polen.</p> <p>Andelen af Nordsøgasproduktionen, som tilføres Danmark, vil blive revurderet ifm. AF23.</p>

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

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
8.01	<p>AF22 forventer, at PtX-elforbruget efter 2030 vil blive forsynet af havvind. Det øgede elforbrug fra PtX-produktion forventes således ikke at påvirke det kollektive elnet. Eftersom AF22 antager 5.000 fuldlasttimer for PtX-produktion og færre end 5.000 fuldlasttimer for havvind, så virker det pudsigt samtidig at antage, at PtX-produktionen kun skal forsynes af havvind. Landbaseret VE må ligeledes forventes at bidrage til PtX-produktionen, hvilket bør afspejles i analyseforudsætningerne, f.eks. ved at præcisere behovet for at indpasse solkraft i forbindelse med integrationen af havvind i elnettet. Derudover er skønnet på 5.000 fuldlasttimer for PtX forholdsvis lavt og kan med fordel opjusteres til 5.500 fuldlasttimer.</p>	Better Energy	<p>Energistyrelsen anvender havvind som marginalteknologi, som overordnet følger forventninger om den videre udbygning med PtX efter 2030 ad. Energistyrelsen tager ikke stilling til, om og på hvilken måde havvindparkerne direkte eller indirekte forsyner PtX-anlæggene, eller om denne korrelation kun følges overordnet og andelsmæssigt i det samlede system.</p> <p>De i AF22 antagne gennemsnitlige 5.000 FLT svarer til en afrunding af de forventede produktionsmængder fra havvind jf. Energistyrelsens Teknologikatalog, samt et skøn af produktion fra PtX forsynet med landbaseret elproduktion. 5000 FLT ligger inden for det spænd, som er angivet for havvind i Teknologikataloget.</p> <p>Energistyrelsen noterer sig ellers de højere forventninger om gennemsnitlige fuldlasttimer og tager det med i betragtning i kommende analyser og fremskrivninger.</p>

8.02	<p>CIP anerkender den benyttede metode og de underliggende antagelser for fremskrivningen af den danske PtX udbygning frem mod 2030 og 2050. Udsigten til krav til eller incitamenter for en højere grad af systemintegration for etableringen af nye havvindsprojekter fra statslige udbud såvel som tilvejebringelsen af nye Åben Dør projekter vil begge være faktorer som i udpræget grad vil bestemme hvor stor en PtX udbygning der vil finde sted i Danmark. Ved udarbejdelse af alternative scenarier for havvind, jf. kommentaren ovenfor, er det således vigtigt at dette afspejles med en tilsvarende udbygning af PtX i Danmark.</p>	CIP	<p>Energistyrelsen takker for den gode kommentar og tager den med i betragtning under videreudviklingen af fremskrivningsmetoderne.</p> <p>Det alternative forløb af havvindudbygningen står ikke i modsætning til udfaldsrummet af PtX-forudsætningerne. Tværtimod vil et tilsvarende alternativt forløb af PtX-udbygningen, som direkte svarer til det alternative forløb af havvind, øge den beskrevne kobling mellem PtX og havvind yderligere, som dog på projektniveau kan se anderledes ud. Se dertil også Better Energys kommentar om forsyningen af ny PtX med solceller efter 2030.</p>
8.03	<p>CONCITO vurderer umiddelbart, at udfaldsrummet er for smalt frem mod 2050.</p>	CONCITO	<p>Det høje og lave udfaldsrum i AF22's PtX-fremskrivning i 2050 svarer som skrevet i notatet til efterspørgslen af PtX-brændstoffer i nogle af Energistyrelsens forskellige scenarier til baggrund for Klimaprogrammet, som AF22 anvender. Det bemærkes, at det realiserbare udfaldsrum til PtX- og DAC-udbygningen kan være større end de tegnede udfaldsrum i AF22, da scenarierne til baggrund for Klimaprogrammet er nogle enkelte ud af flere tænkelige betragtninger af et dansk system, som er klimaneutralt senest i 2050.</p>

8.04	Antagelsen om 5.000 driftstimer i 2030 virker umiddelbart højt set 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 alternativt kunne have været solgt på markedet til en pris, der er afgjort af den fossile elproduktion man ville fortrænge. Elprisen i disse timer må forventes at være prohibitiv høj med de givne CO ₂ -kvotepriser.	CONCITO	Energistyrelsen noterer sig de lavere forventninger om gennemsnitlige fuldlasttimer og tager det med i betragtning i kommende analyser og fremskrivninger.
8.05	Energistyrelsen skrev sidste år i høringsnotatet, at der var et arbejde i gang med en mere retvisende model for driften af elektrolyseanlæg i fremtidige AF, bl.a. med henblik på, hvor mange driftstimer der kan forventes. CONCITO vil gerne spørge, hvad status er på det arbejde?	CONCITO	Energistyrelsen arbejder løbende på en forbedring af metoderne om fremskrivningen for forventninger om driften af PtX-anlæg. Vurderingen om driftstimer inden for Energistyrelsens elmarkedsmodel RAMSES er et løbende arbejde.
8.06	Det ville være nyttigt, hvis AF gav et bud på hvor stor en del af brintproduktionen, der forventes eksporteret over hele fremskrivningsperioden, da det vil være centralt for at vurdere behovet for infrastruktur.	CONCITO	Energistyrelsen arbejder videre på metoden om en mere detaljeret dekomponering af anvendelsen og slutprodukter og efterbestræber at redegøre for denne større detaljegråd i kommende fremskrivninger.
8.07	Dansk Fjernvarme anerkender, at DAC fortsat er en ny og relativt umoden teknologi men opfordrer til, at Energistyrelsen i fremtiden inkluderer overskudsvarme	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen takker for kommentaren og noterer sig at arbejde videre på fremskrivningsmetoden og

	fra DAC og anvendelse af varmen i fjernvarmesystemet.		modelimplementeringen af overskudsvarme af DAC i kommende udgivelser.
8.08	<p>Drivkraft Danmark efterlyser, at Energistyrelsen anlægger en bredere tilgang i forudsætningerne for PtX, end sådan som de kommer til udtryk i AF22. Vi anerkender, at der fortsat er usikkerhed på området, og at brint i sagens natur vil være dominerende (og forudsætningen for videre PtX). Men der er i AF22 meget fokus på, at brint efterfølgende anvendes ved produktion af PtX i nye anlæg. Det ser derfor ud til, at Energistyrelsen i forudsætningsnotatet helt ser bort fra de store potentialer, der er for at integrere brint i de eksisterende raffinaderiers produktion, ved for eksempel co-processing – særligt når EU-Kommissionens udspil til delegeret retsakt om RFNBO bliver endeligt vedtaget. Det kan både fremskynde produktionen af, og efterspørgslen på, brint i forhold til forudsætningsnotatet, men også øge behovet for udbygning af el-nettet tidligere og mere målrettet. Energistyrelsen har da også selv beskrevet integration af brint som en mulighed i KF 22 i forhold til transport. Og vi har i den forbindelse også påpeget, hvordan raffinaderierne netop kan integrere grøn brint i deres produktion – jf. vedhæftede email med vores kommentarer til KF22 og jeres svar på samme.</p>	Drivkraft Danmark	<p>Energistyrelsen takker Drivkraft Danmark for at gøre opmærksom på denne pointe og noterer sig at arbejde videre på fremskrivningsmetoden mhp. en mulig dedikeret modelimplementering af brintanvendelse i raffinaderier i kommende udgivelser.</p> <p>Energistyrelsen bemærker desuden, at der som del af den aggregerede fremskrivning indgår forventninger om brintproduktion i danske raffinaderier baseret på de konkrete offentlige projektudmeldinger. Der er ikke konkret taget stilling til, hvilke aftagere der vil anvende de yderligere mængder brint efter 2030, som ikke baseres på konkrete projektudmeldinger</p>

8.09	<p>Drivkraft Danmark efterlyser en vurdering af behovet for en egentlig brint-infrastruktur. I forlængelse af ovenstående og forudsætningsnotatets egne overvejelser omkring produktion af brint tæt på VE-produktionen, som for eksempel energigøer, vil et egentligt brintnet netop kunne flytte brint fra for eksempel energigøerne frem til de anlæg, hvor forbruget skal ske. Det vil som nævnt ovenfor reducere behovet for etablering af nye PtX anlæg, og derved gøre omstillingen og produktionen af PtX billigere. Det er vores indtryk, at Energinet allerede ser ind i mulighederne for etablering af et brintnet. Derfor bør det også være en del af Analyseforudsætninger fremadrettet.</p>	Drivkraft Danmark	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren og bestræber sig på at redegøre for anvendelser og typer af PtX-produkter i større detaljegrad i kommende fremskrivninger.</p> <p>Energistyrelsen noterer sig kommentaren fra Drivkraft Danmark og bemærker desuden i forudsætningerne, at infrastrukturbehov ud fra de antagne kapaciteter alt efter projektsammensætning og placering kan variere, da der er øvrige faktorer ud over de forskellige anvendelser af PtX, som bestemmer infrastrukturbehovet.</p>
8.10	<p>Evida noterer sig Energistyrelsens forventninger til den samlede elkapacitet til produktion af brint i Danmark som værende estimeret til 4,9 GW primo året 2030 (udfaldsrum på 3,3-7,2 GW). Evida har i en nylig markedsdialog, med brintinfrastrukturens markedsaktører erfaret en forventning til elektrolysekapacitet på over 14 GW i 2030, såfremt fremlagte projekter realiseres.</p>	Evida	<p>Energistyrelsen tager i fremskrivningen udgangspunkt i offentlige projekter, som Energistyrelsen har kendskab til, og som foreligger med en konkret forventning om hvilken kapacitet. Desuden medregner Energistyrelsen de projekter, som antages at være relevante for Energinets planlægningsgrundlag mht. det danske elnet.</p>
8.11	<p>Udbygning af elektrolyse og brintinfrastruktur Ørsted bakker op om, at AF22 afspejler ambitionerne i PtX-strategien. Det kan dog med fordel tydeliggøres</p>	Ørsted	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren og uddybningerne af Ørsted.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • hvordan det indenlandske forbrug (indenrigs og udenrigstransport) er opgjort, • hvor store voluminer af det indenlandske forbrug, der må forventes at kræve lokal/regional brintinfrastruktur samt • hvornår centrale dele af den fremtidige brintinfrastruktur skal være klar, for at kunne håndtere de forventede PtX mængder. <p>I forhold til sidstnævnte ønsker Ørsted at understrege vigtigheden af, at brintinfrastrukturen er klar til at tage imod de forventede brintmængder. Dertil er det centralt, at myndighederne snarest melder ud om forventede datoer for idriftsættelse af ny brintinfrastruktur, både lokal/regional og grænseoverskridende til Tyskland. Adgang til sådan infrastruktur (og klarhed om datoer herfor) forventes for en række projekter at blive en afgørende forudsætning for at kunne træffe FID inden for de kommende 1-2 år.</p>		<p>Energistyrelsen arbejder videre på metoden om en mere detaljere dekomponering af anvendelsen og slutprodukter og bestræber sig at redegøre for disse i større detaljegrad i kommende fremskrivninger.</p>
--	--	--	--

Solceller

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
9.01	<p>Tarifændringernes effekt på VE-udbygningen</p> <p>Baggrundsnotaterne indikerer, at der ikke har været mulighed for at vurdere de kommende geografiske differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer, der træder i kraft 1. januar 2023. Dog skønner AF22 en nedgang i VE-udbygningen på kort sigt som følge af usikkerheden vedr. tarifniveauerne. Dette er et fornuftigt metodisk valg. Det er dog bemærkelsesværdigt, at AF22 på kort sigt forventer en langsommere VE-udbygning end AF21, som ligeledes antog en langsommere VE-udbygning end AF20.</p> <p>Det anbefales derfor at foretage en vurdering af de kommende tarifmodellers betydning ifm. udarbejdelsen af AF23.</p>	Better Energy	<p>Energistyrelsen vurderer som skrevet i baggrundsnotatet om solceller, at usikkerhed omkring niveauerne for tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer forventes at medføre en midlertidig mindre nedgang i udbygningen, således at udbygningen i løbet af 2023 (som indgår i primo 2024) ligger på ca. 500 MW.</p> <p>Energistyrelsen bemærker, at den antagne udbygning med sol frem mod 2025 er kontinuerligt steget fra AF20 til AF21 og igen til AF22.</p>
9.02	<p>VE-projekter, der nettilsluttes i løbet af 202, bør regnes med fra 2022.</p> <p>For at sikre et konsistent sammenligningsgrundlag bør VE-projekter tælle med i det år, de nettilsluttes. Udkastet lader til at medregne solprojekter, der er nettilsluttet i 2022, i 2023.</p>	Better Energy	<p>Energistyrelsen noterer sig kommentaren. Forløbene i Analyseforudsætningerne til Energinet er opgjort i kapacitet primo hvert år. Al kapacitet og dens produktion eller forbrug, som antages etableret i løbet af et år, medregnes med fuld kapacitet fra det efterfølgende år af pba. af det modeltekniske grundlag, som Energinet opererer med. Energistyrelsen har forsøgt at gøre opmærksom på dette forhold</p>

			adskillige steder, herunder også i selve de figur, som viser den antagne udbygning.
9.03	<p>I Statusrapport 2022 fandt Klimarådet bl.a. anledning til at understrege, at det var "vigtigt at påpege, at en kombination af både sol- og vindenergi kan hjælpe med balanceringen af elnettet på grund af deres forskellige produktionsmønstre". Eftersom ingen af de kommende tarifmodeller, hverken på transmissions- eller distributionsniveau, tager højde for dette forhold, er det usandsynligt at udbygningen af elnettet og placeringen af ny vedvarende energi til fulde understøtter en samfundsøkonomisk hensigtssigtmæssig og omkostningseffektiv grøn omstilling.</p> <p>I det omfang Energistyrelsen har mulighed for det, vil det være gavnligt at hæve det generelle vidensniveau ved at betone og analysere vigtigheden af og muligheden for et mere fleksibelt elforbrug, den negative produktionskorrelation mellem sol og vind samt nødvendigheden af en fremtidig netreference.</p>	Better Energy	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren og noterer sig inputtet.</p> <p>Energistyrelsen omtaler i baggrundsnotatet om landvind den negative produktionskorrelation mellem landvind og solceller og opfordrer Energinet til, at tage hensyn til dette i deres anvendelse af Analyseforudsætninger, herunder i den geografiske dekomponering af de på budszoneniveau aggregerede kapaciteter. En del af den antagne kapacitetsudbygning på kortere sigt er desuden øremærket til konkrete nettilslutningspunkter og stationer.</p>
9.04	<p>Landbaseret VE</p> <p>I indledningen fremgår det at de politiske ambitioner om 50 TWh landbaseret VE fordelt på ca. 20 GW sol og 8,2GW landvind i 2030 er implementeret i analyseforudsætningerne. I de senere</p>	Green Power Denmark	De politiske ambitioner baseres på en omtrent firedobling af landbaseret VE (landvind, solceller) frem mod slutningen af 2030 og ikke et mål om 50 TWh i 2030. Desuden svarer de kapaciteter, som Green Power Denmark

	<p>datavisualiseringer og dataark fremgår der dog noget mindre landbaseret VE, både mindre effekt og ca. 5TWh mindre energiproduktion.</p>		<p>refererer til, til et kommunikeret ud af flere mulige eksempler, hvordan ambitionen kan indfries.</p> <p>AF22 medregner omtrent en firedobling af produktion fra VE på land i 2030. Produktionen fra landvind og sol rammer i AF22 47,4 TWh med den indfasningsprofil, som er relevant for Energinet mhp. at kapaciteten er opgjort i primo-årstal. Projekterne, som bliver opstillet i løbet af 2030, tælles derfor ikke med i produktionen i dette år.</p>
--	--	--	---

Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
10.01	<p>Elforbrug</p> <p>Det må forventes, at der skal bruges i størrelsesordenen 0,5-1,0 TWh strøm pr. mio. tons CO₂, der fanges fra processer, der ikke selv har overskuds damp til rådighed. Dette elforbrug bør opgøres og indgå i analyseforudsætningerne. På samme måde bør forventninger til brug af CO₂-fangst på affaldsanlæg og evt. kraftvarmeanlæg indgå i analyseforudsætningerne. Dette skal ske for at få opgjort energisystemeffekterne af at elproduktionen sænkes og varmeproduktionen øges på anlæg, når CO₂-fangsttilføjes. Det er derfor problematisk, at Energistyrelsen ikke beskriver energiforbruget forbundet med CO₂-fangst ved punktkilder.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra CONCITO og vil tage den i betragtning ifm. det videre arbejde med analyseforudsætninger.</p> <p>Som beskrevet i baggrundsnotatet om termisk kapacitet, antages det, at fangstanlæggene på affaldsværker og evt. kraftvarmeverker kan omgås i nødtilfælde, dvs. at Energinet kan regne på den fulde tilgængelige eleffekt på værker i planlægning af elinfrastrukturen.</p> <p>CO₂-fangst på affaldsanlæg og evt. kraftvarmeverker kan til gengæld have en indflydelse på værkernes el- og fjernvarmeproduktion og dermed på energibalancen i Danmark. Dette er dog ikke en del af Analyseforudsætninger, da Analyseforudsætninger omfatter alene el- og fjernvarmeproduktionskapaciteter.</p> <p>Energistyrelsen er enige i, at CO₂-fangst i el- og fjernvarmesektor bør afspejles i systemresultater i takt med udbredelse af fangstanlæggene.</p>

10.02	<p>Fremskrivningen af den termiske elproduktionskapacitet er i Analyseforudsætninger 2022 en reduktion i kapaciteten fra ca. 5,86 GW i 2022 til 4,35 GW i 2030 og 2,63 GW i 2040 og frem. Til sammenligning har Dansk Fjernvarme selv foretaget en tilsvarende fremskrivning, som viser en termisk elproduktionskapacitet i 2030 på ca. 3,5 GW og i 2040 på ca. 1,2 GW. Altså en differens på ca. 845 MW og ca. 733 MW i hhv. 2030 og 2040. Dansk Fjernvarme er bekymret for, hvorvidt Analyseforudsætninger 2022 undervurderer reduktionen i termisk elproduktionskapacitet og dermed konsekvenserne for de konklusioner, der drages på baggrund af analyser, som anvender Analyseforudsætninger 2022.</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra Dansk Fjernvarme om udvikling af den danske termiske elproduktionskapaciteter. Energistyrelsen deltager gerne i dialogen om emnet mhp. at robusttjekke antagelserne bag udviklingen.</p> <p>Som skrevet i baggrundsnotatet om termisk kapacitet opfordres Energinet til at foretage følsomhedsanalyser omkring det centrale forløb for at afspejle usikkerheden forbundet med forudsætningerne.</p>
10.03	<p>Overskudsvarme fra datacentre Det fremgår ikke umiddelbart af materialet, om overskudsvarme fra datacentre forventes som del af fjernvarmeproduktionen i fremtiden og i hvilket omfang. Dansk Fjernvarme ser gerne, at AF22 materialet som minimum reflekterer over dette.</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra Dansk Fjernvarme og vil tage den i betragtning i udarbejdelsen af AF23 materiale.</p> <p>Fjernvarmeproduktion fra overskudsvarme fra datacentre indgår i AF22 under betegnelsen "Varmepumper (overskudsvarme)" i figurene 12-14 i bilaget til baggrundsnotatet om termisk kapacitet. Det antages i AF22, at ca. 3 pct. af det danske fjernvarmebehov i 2040 vil blive dækket af overskudsvarme fra datacentrene.</p>

10.04	<p>Overskudsvarme fra PtX</p> <p>Elektrolyseprocessen og tilhørende komponenter danner overskudsvarme, som kan anvendes til fjernvarme. Overskudsvarme udgør ca. 10-25% af energien i PtX-processerne, hvorfor potentialet for at udnytte overskudsvarmen til fjernvarme er stort. Analyseforudsætninger 2022 anbefaler at antage, at 10% af elforbruget til et givent elektrolyseanlæg omsættes til overskudsvarme, der kan anvendes til fjernvarme. AF22 angiver, at antagelsen afspejler en forventning om, at ikke al overskudsvarmen vil blive udnyttet til fjernvarme fx pga. driftsmønster, geografisk placering osv.</p> <p>Dansk Fjernvarme mener, at det er for konservativt at anvende det laveste estimat i intervallet og vil kraftigt opfordre til, at den fremtidige udbygning af PtX-anlæg foretages helhedsorienteret således at der tages hensyn til både elnettet, fjernvarmenettet, anvendelige lokationer til placering af anlæggene m.v. i ønsket om et effektivt, sammenhængende energisystem i fremtiden.</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra Dansk Fjernvarme om udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg.</p> <p>Energistyrelsens valg er baseret på Energistyrelsens analyser bag PtX-strategien, som peger på, at den samfundsøkonomiske værdi af en hensigtsmæssige placering af PtX-anlæg ift. elnettet ofte vil overstige den samfundsøkonomiske gevinst ved placeringen af PtX-anlæg i nærheden af et fjernvarmenet og dermed ved udnyttelsen af overskudsvarme. Det skyldes, at placeringen tæt på fjernvarmenet ofte er i elforbrugsdominerede områder, som ikke nødvendigvis er en hensigtsmæssige placering af et PtX-anlæg.</p> <p>Energistyrelsen vil genbesøge denne antagelse i de kommende fremskrivninger, også i takt med, at kendskabet til konkrete PtX-projekter udvides.</p>
10.05	<p>I bilaget "Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m." mangler Kyndbyværket blok 21 i tabel 1, som følge af den nye</p>	Ørsted	<p>Energistyrelsen takker Ørsted for kommentaren. Den endelige udgave af Analyseforudsætninger 2022 afspejler udskydelsen af lukning af</p>

	beordring. Ligeledes skal "antagelse om sidste fulde drifts år i AF22" for Studstrupværket blok 4 (SSV4) og Esbjergværket Blok 3 (ESV3) ændres i tabel 2 fra 2022 til 2023 som følge af den seneste beordring.		Kyndbyværket Blok 21, Esbjergværket Blok 3 og Studstrupværket Blok 4.
10.06	På baggrund af de løbende forhandlinger med varmeselskaberne om forlængelse af varmekontrakterne på de termiske værker, er det vores indtryk, at varmeselskaberne ikke ønsker at finansiere de termiske værker eller at være eneste part, der finansierer den samlede forsyningsikkerhed. Vi ser ikke umiddelbart tegn på at rammerne på det danske elmarked vil bidrage hertil. Energistyrelsen bør derfor overveje, om udløbsdatoen for varmekontrakterne i stedet bør være grundlaget for hvilke anlæg der forudsættes i drift.	Ørsted	Energistyrelsen noterer sig Ørsteds bemærkning, som vil blive taget i betragtning i det videre arbejde med analyseforudsætninger. Som del af den nuværende fremskrivningsmetode foretager Energistyrelsen modelberegninger med DH-Invest for at analysere, hvorvidt der er tilstrækkelig driftsøkonomi for centrale kraftvarmeværker efter udløbet af gældende varmeaftaler. Centrale værker levetidsforlænges, hvis modelberegninger viser tilstrækkelig driftsøkonomi.
10.07	Fjernvarme Som følge af "Klimaaftale for grøn strøm og varme" af 25. juni 2022 skal alle husstande have information omkring muligheden for fjernvarme eller varmepumpe, herudover er samfundsøkonomikravet blevet udfaset de kommende år, hvilket alt andet lige må resultere i en langt større udrolning af fjernvarme end hidtil set. Dette er ikke afspejlet i materialet, der alene tager	Ørsted	Energistyrelsen takker Ørsted for kommentaren. Udviklingen i fjernvarmeforbrug beskrives i baggrundsnotatet om forbrug i husholdninger og erhverv. Dette forbrug dækkes af den forudsatte sammensætning af fjernvarmeproduktionskapaciteter.

	hensyn til kendte og godkendte projekter jf. afsnittet "Fjernvarmeprojekter i pipeline".		Udviklingen i fjernvarmeproduktionskapaciteter på kort sigt er baseret på kendte og godkendte projekter i kommunerne og er ikke definerende for udrulningen af fjernvarme på kort sigt.
--	--	--	---

Transport

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
11.01	<p>I AF22 er der et stort fald i gasforbruget til den tunge transport i forhold til AF21. Faldet skyldes en kombination af geopolitiske konflikter, ændringer af støtteordningen til gas- og el-lastbiler og hvordan lastbilproducenternes interesse bevæger sig væk fra gaslastbiler til el-lastbiler. Biogas Danmark mener ikke, at ændringer af støtteordninger til gas- og el-lastbiler vil ændre på valget af lastbiler, da el-lastbilerne stadig vil være tre til fire gange dyrere end gaslastbiler. Derudover mener Biogas Danmark, at prognosen for lastbilerne ikke kun kan tage udgangspunkt i lastbilproducenternes målsætninger, men at man også skal kigge på markedets ønsker og målsætninger. Brugen af biogas i transportsektoren er et meget attraktivt valg grundet den høje CO2 fortrængning. Biogas Danmark er derfor ikke enige i, at gasforbruget til den tunge transport vil falde i forhold til AF21, men er af den overbevisning, at gassen vil have en større betydning for den tunge vejtransport i Danmark, da det er en teknologi der kan anvendes nu, hvorimod el-lastbilerne stadig er i en pionerfase og derfor endnu ikke kan konkurrere på markedet, og derved er der mange usikkerheder ved teknologien.</p>	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsen erkender, at der er stor usikkerhed omkring udviklingen i salget af gaslastbiler, herunder biogassens rolle for den tunge vejtransport. Det er dog Energistyrelsens vurdering, at de forskellige forhold som trækker i retning af et begrænset salg af gaslastbiler (bl.a. den geopolitiske situation, lastbilproducenternes fokus på andre drivlinier og ændring i støtteordninger, så der ikke kan gives støtte til gaslastbiler) vægter tungere end de forhold, som kan trække i retning af et øget salg af gaslastbiler (bl.a. at det er en eksisterende og mindre usikker teknologi, at gaslastbiler for nuværende har en prisfordel ift. el-lastbiler samt muligheden for anvendelse af biogas). Der er således lagt til grund for fremskrivningen, at hverken producenter eller vognmænd vil satse på gaslastbiler i et større omfang. Hertil kan det bemærkes, at på trods af, at gaslastbiler er en teknologi, der kan anvendes i dag, udgjorde gaslastbiler under 3 pct. af salget af lastbiler i 2021 (og omkring 0,3 pct. af salget i de første tre kvartaler af 2022). Afslutningsvist bemærkes, at det reducerede gasforbrug til vejtransporten fra AF21 til AF22</p>

			har meget lille betydning for det samlede gasforbrug i Danmark.
11.02	Brintbranchen er glade for at konstatere, at analyseforudsætningerne implicit indeholder en anerkendelse af, at brint er en nødvendighed for det fremtidige energisystem. Vi ville dog i den sammenhæng ønske os at se en klarere rolle for PtX i vejtransporten. Der anses kun en eksplicit rolle i luftfart og søfart. Det håber vi der vil blive rettet op på i det kommende udspil for "Bæredygtige brændstoffer i vejtransporten og søfarten" (2023 ifølge Klimaprogrammet 2022).	Brintbranchen	Det er Energistyrelsens vurdering, at elektricitet på sigt vil blive det dominerende drivmiddel for den tunge vejtransport. Dog er der i fremskrivningen ikke antaget en fuld elektrificering inden 2050, bl.a. på baggrund af de tekniske udfordringer og usikkerheder, der knytter sig til særligt de tunge lastbilsegmenter. Lastbilproducenterne satser af samme årsager ikke udelukkende på ellastbiler, men også på fx brintlastbiler. Der er i analyseforudsætningerne ikke taget specifikt stilling til, hvilke bio- eller PtX-brændstoffer, der kan forventes at finde anvendelse i den tunge vejtransport. PtX håndteres på overordnet plan i baggrundsnotatet om PtX og DAC. For scenarier for anvendelsen af PtX-brændstoffer i transportsektoren, herunder vejtransporten, henvises til baggrundsnotat om transport i Klimaprogram 2022.
11.03	I forhold til den tunge vejtransport er det positivt med følsomhedsberegningen, men det ville være mere naturligt som centralt estimat at anvende den helt nye analyse fra TRM/VD, hvor det estimeres at ca. 35% af	CONCITO	Energistyrelsen har opjusteret forventningerne til udbredelsen af ellastbiler markant i forhold til sidste års analyseforudsætninger og udbredelsen af ellastbiler ligger betydeligt over

	<p>lastbilbestanden i 2035 er elektrisk (som følge af bl.a. den politisk vedtagne CO₂-afhængige kørselsafgift fra 2025).</p> <p>Det ville være nyttigt med en yderligere følsomhedsberegning der afspejler, hvad en yderligere CO₂-afgift/ETS2-kvotepå fx 750 kr. på brændstof ville betyde.</p>		<p>den seneste Klimastatus og –fremskrivning 2022.</p> <p>Analyseforudsætningerne bygger overordnet set på opfyldelse af de politiske målsætninger for klima- og energiområdet i 2030 og 2050 og er ikke en fremskrivning baseret på effekten af konkrete virkemidler. Fremskrivningen indregner således ikke en konkret forventning til udviklingen i CO₂-afgiften eller kvoteprisen, men antager at forskellige forhold kan forventes at skubbe i en bestemt retning, således at de fastsatte mål opnås. Som følge heraf foretages følsomhedsberegningerne ligeledes ikke for ændringer i konkrete virkemidler og forudsætninger.</p>
11.04	<p>Mht. varebiler, så har De Danske Bilimportører endnu ikke en langtidsprognose, men Analysens vurdering på 17 pct. elbiler af varebilsbestanden lyder sandsynlig efter vores opfattelse, idet udbredelsen af eldrevne varebiler kan forventes at ske med forsinkelse sammenlignet med personbilerne.</p> <p>Til gengæld kan omstillingen af varebilerne potentielt være lettere at accelerere (sammenlignet med personbilerne) gennem afgiftsmæssige justeringer</p>	De Danske Bilimportører	Energistyrelsen takker for i overvejelserne omkring varebiler.

	<p>eller andre lovgivningsmæssige ændringer, der kan stimulere omstillingen - f.eks. via miljøkrav, tekniske krav eller krav til førerret/kørekort mv.</p> <p>Erhvervskøretøjsbestanden kan evt. (politisk set) være lettere at påvirke gennem sådanne reguleringsmæssige tiltag sammenlignet med de mere provenumæssigt tunge ændringer i registreringsafgiften, der kræves for omstilling af bestanden af personbiler.</p>		
11.05	<p>DTL Danske Vognmænd mener, at der knytter sig en betydelig usikkerhed til forudsigelse af ellastbilernes udbredelse, og at der skal betydelige teknologiske forbedringer af el-lastbilerne og prisfald til, hvis ellastbiler i det forudsatte omfang skal blive et økonomisk og praktisk alternativ til diesel for vognmændene. Udviklingen kan naturligvis fremmes med politiske initiativer, men i øjeblikket er skridtet fra diesel til ellastbiler milevidt, og der vil med dagens ellastbilteknologi kræves omfattende politiske initiativer for at ændre billedet.</p> <p>For DTL er det en vigtig opgave at forberede vognmændene på udviklingen, og vi anbefaler, at vognmændene interesserer sig for området og løbende overvejer, hvordan/om alternative drivmidler kunne passe ind i deres forretning. Det er vores</p>	DTL Danske Vognmænd	<p>Energistyrelsen er enig i, at der er stor usikkerhed omkring udviklingen i salget af ellastbiler og at det vil kræve en betydelig udvikling i bl.a. teknologi, priser og udbud. Det er dog forventningen, at kommende EU-regulering vil bidrage til at accelerere denne udvikling, og at den nationale regulering vil være med til at fremme salget. Energistyrelsen anerkender usikkerheden knyttet til fremskrivningen, særligt til indfasningshastigheden, og anbefaler derfor også Energinet at lave følsomhedsberegninger herfor.</p> <p>Energistyrelsen er ligeledes opmærksom på den nuværende usikkerhed på energimarkedet og at det påvirker vognmændenes valg af teknologi. Udviklingen på lastbilsiden er derfor et særligt</p>

	indtryk, at den aktuelle usikkerhed, og de betydelige stigninger i priserne på el naturligvis påvirker stemningen blandt vognmændene i forhold til overvejelserne om alternativerne til diesel.		opmærksomheds punkt i kommende analyseforudsætninger.
11.06	DTL Danske Vognmænd bemærker, at det i analyseforudsætningerne antages, at gas kun vil spille en beskeden og faldende rolle, og at der er sket en drastisk ændring af analyseforudsætningerne vedrørende gas til lastbiler. Gaslastbiler har i forhold til ellastbiler imidlertid en række fordele mht. fx købspris, rækkevidde, tankning og lasteevne, og derfor ønsker DTL at bevare gaslastbiler som en mulighed for vognmændene i den grønne omstilling. På den baggrund forekommer ændringerne i analyseforudsætningerne at være meget store, og selvom støtte til gaslastbiler ikke fremadrettet måtte være omfattet af gruppefritagelse, tilsiger den lavere pris og gaslastbilers praktiske anvendelighed, at det ikke kan udelukkes, at gaslastbiler kan udfylde en vigtig rolle for vognmanden i omstillingen af den tunge transport.	DTL Danske Vognmænd	Der henvises til kommentar ovenfor til høringssvar fra Biogas Danmark.

Vindmøller på havet

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
12.01	<p>CIP anerkender den benyttede metode og de underliggende antagelser for fremskrivningen af den danske havvindsudbygning frem mod 2030 og 2050 som følge af statslige udbud. Samtidig anerkender CIP grundlaget for antagelsen omkring projekter medregnet under Åben Dør ordningen.</p> <p>Ud over grundantagelserne er det vigtigt at dette års Analyseforudsætninger forholder sig til de projekter der søgt om i perioden 4. april til 30. juni 2022, og som har en samlet kapacitet på 11 – 14 GW yderligere havvind. Der er endnu ikke taget stilling til hvorvidt projekterne skal have en forundersøgelsestilladelse, men for at tage højde for den potentielle betydelige kapacitetsudvidelse, er der behov for udarbejdelse af alternative scenarier til at udføre sensitivitetanalyser på bl.a. etablering af PtX.</p>	CIP	<p>Til analyseforudsætningerne er det ikke antaget, hvorvidt de 14 GW havvind der udbygges efter 2033, ud over energioen i Nordsøen, sker igennem åben dør-ordningen eller udbud.</p> <p>Størstedelen af de nyindkomne ansøgninger igennem Åben dør-ordningen nævner mulig kobling til PtX og det er endnu ukendt i hvor stor en grad af nettilslutning af vindmøllerne der er forventet for de enkelte ansøgninger og i hvor stor grad udbygningen vil have en effekt på udbygningen af elnettet. Energistyrelsen har anbefalet Energinet at supplere AF22 med følsomhedsanalyser for konkrete projektansøgninger.</p>
12.02	<p>Green Power Denmark mener det er problematik, at der ikke er medtaget en vurdering af effekten af de mange indkomne åbendør ansøgninger på havvind. Vi er indforstået med, at omfanget af hvor mange projektet som vil realiseres, på nuværende tidspunkt, er meget usikkert. Det er dog i vores øjne uholdbart, at der ikke inkluderes et eneste af projekterne, og det vil medføre, at Energinets planlægningsopgave for</p>	Green Power Denmark	Se svar 12.01 til CIP.

	<p>integrationen af åben dør parkerne vil blive unødigt udfordret når de ikke medtages i analyseforudsætningerne.</p> <p>Green Power Denmark foreslå derfor at der udarbejdes et alternativt forløb med en mængde vis åbendør havvind. Dette scenarie kan kombineres med en yderligere udbygning af elektrolyse kapacitet, da en del af åbendør projekterne må antages at være i kombination med PtX aktiviteter.</p>		
12.03	<p>Antagelse om levetidsforlængelse af eksisterende havvindmølleprojekter</p> <p>Vi noterer os, at alle Ørstedes eksisterende havvindmølleprojekter i Danmark –Horns Rev 1+2, Nysted og Anholt – antages levetidsforlænget med 5 år udover elproduktionstilladelse givet med de igangværende koncessionsaftaler. Det anføres konkret, at <i>"levetidsforlængelsen på 5 år er antaget, da denne stemmer overens med den mulighed for levetidsforlængelse, der er angivet i udbuddet af Thor havmøllepark"</i>. Ørsted hilser antagelsen om levetidsforlængelse af vores eksisterende projekter både velkommen og realistisk. Vi bemærker dog, at der på indgåelsestidspunktet af de igangværende koncessionsaftaler for Horns Rev 1+2, Nysted og Anholt ikke indgik en tilsvarende ansøgningsoption for</p>	Ørsted	Energistyrelsen har antaget levetidsforlængelsen af alle de eksisterende parker på baggrund af indkomne ansøgninger om levetidsforlængelse samt muligheden for levetidsforlængelse igennem udbuddet for Thor. Energistyrelsen er enig i at levetidsforlængelse af den enkelte park er forbundet med stor usikkerhed, da ingen større havmølleparker på nuværende tidspunkt er nedtaget eller har fået godkendt levetidsforlængelse.

	<p>levetidsforlængelse, som med Thor Havvindmøllepark. Vi anser derfor ansøgningsprocessen og myndighedsgodkendelsen af levetidsforlængelser som værende forbundet med betydelig usikkerhed.</p>		
12.04	<p>Antagelser om kapacitet og nettilslutning af Kattegat II</p> <p>Det fremgår af Baggrundsnotat – Havvind (side 7, anden paragraf), at der antages ”1 GW ved Kattegat II tilsluttet til DK1”. Omvendt fremgår det af <i>Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land</i> (COWI, 2022), at Kattegat II arealet antages at kunne tilvejebringe 500MW havvindkapacitet og er overvejende screenet som et supplement til nedskaleret Hesselø med tilkobling til DK2 (jf. side 58). Vi opfordrer til, at baggrundsnotatet til Analyseforudsætningerne 2022 i større omfang redegør for baggrunden bag antagelsen om Kattegat II på 1 GW tilsluttet DK1, og hvilke forhold har givet anledning til et ændret scenarie ift. finscreening 2022.</p>	Ørsted	<p>Finscreeningsrapporten beskriver et muligt scenarie hvor en andel af kapaciteten ved Hesselø flyttes til placeringen Kattegat II. Senere analyser har dog vist at området ved Kattegat II godt kan rumme 1 GW havvind uden for store skyggetab, hvilket vil blive offentliggjort i en nyere version af finscreeningsrapporten på et senere tidspunkt.</p>

Vindmøller på land

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
13.01	<p>Tarifændringernes effekt på VE-udbygningen</p> <p>Baggrundsnotaterne indikerer, at der ikke har været mulighed for at vurdere de kommende geografiske differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer, der træder i kraft 1. januar 2023. Dog skønner AF22 en nedgang i VE-udbygningen på kort sigt som følge af usikkerheden vedr. tarifniveauerne. Dette er et fornuftigt metodisk valg. Det er dog bemærkelsesværdigt, at AF22 på kort sigt forventer en langsommere VE-udbygning end AF21, som ligeledes antog en langsommere VE-udbygning end AF20.</p> <p>Det anbefales derfor at foretage en vurdering af de kommende tarifmodellers betydning ifm. udarbejdelsen af AF23.</p>	Better Energy	<p>Energistyrelsen vurderer som skrevet i baggrundsnotatet om landvind, at usikkerhed omkring niveauerne for tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer forventes at medføre en midlertidig nedgang i udbygningen til primo 2023 og primo 2024. Projekterne i pipeline forventes dog etableret på et senere tidspunkt og indgår i udbygningen i primo 2025 og primo 2026.</p> <p>Energistyrelsen bemærker, at den antagne udbygning med landvind frem mod 2025 er kontinuerligt steget fra AF20 til AF21 og igen til AF22.</p>
13.02	<p>VE-projekter, der nettilsluttes i løbet af 202, bør regnes med fra 2022. For at sikre et konsistent sammenligningsgrundlag bør VE-projekter tælle med i det år, de nettilsluttes. Udkastet lader til at medregne solprojekter, der er nettilsluttet i 2022, i 2023.</p>	Better Energy	Se tilsvarende kommentar under <i>Solceller</i> .
13.03	<p>I Statusrapport 2022 fandt Klimarådet bl.a. anledning til at understrege, at det var "vigtigt at påpege, at en kombination af både sol- og vindenergi kan hjælpe med</p>	Better Energy	Se tilsvarende kommentar under <i>Solceller</i> .

	<p>balanceringen af elnettet på grund af deres forskellige produktionsmønstre". Eftersom ingen af de kommende tarifmodeller, hverken på transmissions- eller distributionsniveau, tager højde for dette forhold, er det usandsynligt at udbygningen af elnettet og placeringen af ny vedvarende energi til fulde understøtter en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og omkostningseffektiv grøn omstilling.</p> <p>I det omfang Energistyrelsen har mulighed for det, vil det være gavnligt at hæve det generelle vidensniveau ved at betone og analysere vigtigheden af og muligheden for et mere fleksibelt elforbrug, den negative produktionskorrelation mellem sol og vind samt nødvendigheden af en fremtidig netreference.</p>		
13.04	<p>Landbaseret VE</p> <p>I indledningen fremgår det at de politiske ambitioner om 50 TWh landbaseret VE fordelt på ca. 20 GW sol og 8,2GW landvind i 2030 er implementeret i analyseforudsætningerne. I de senere datavisualiseringer og dataark fremgår der dog noget mindre landbaseret VE, både mindre effekt og ca. 5 TWh mindre energiproduktion.</p>	Green Power Denmark	Se tilsvarende kommentar under <i>Solceller</i> .