

## Høringsnotat

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse og  
innovation

**Dato**  
13. oktober 2023

**J nr.** 2023 - 2106

SWA, AZH / BRP, MIS,  
JMOE

### Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde den 8. september 2023 en høringsudgave af Analyseforudsætninger til Energinet 2023 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb den 29. september 2023.

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:

- Biogas Danmark
- Brintbranchen
- Cerius-Radius
- CONCITO
- Dansk Fjernvarme
- De Danske Bilimportører
- DTL-Danske Vognmænd
- Evida
- Green Power Denmark
- PlanEnergi
- 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 <sub>2</sub> -kvotepriser	Ingen.	Ingen.
Datacentre	Ingen.	Ingen.
Ellagring	Ingen.	Ingen.
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	Ingen.	Ingen.
Forbrug i husholdninger og erhverv	Ingen.	Ingen.
Ledningsgas og gasstrømme	Nye tal for VE-gasproduktion.	Ændrede figurer som følge af de nye tal. Ny tekst om VE-andel i gasforbrug, da 100 pct. VE-andel nu nås i 2029.
Power-to-X (PtX) og Direct Air Capture (DAC)	Ingen.	Præcisering af tekst vedrørende nettilslutning af PtX-kapacitet.
Termisk kapacitet m.m.	Ingen.	Præcisering af tekst angående fjernvarmeproduktion ved værker med CCS.
Transport	Ingen.	Mindre sproglig ændring.
VE på land	Opdatering af historisk data for kapaciteter for solcelle-taganlæg.	Ændrede figurer som følge af de nye tal.
Vindmøller på havet	Ingen.	Kolonne med nettilslutningspunkt (station) er fjernet i Tabel 1, 2 og 3.

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

### Overordnede bemærkninger

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
1.01	<p><b>Styrket dialog</b></p> <p>Vi ser et behov for, at dialogen mellem elnetselskaberne og Energistyrelsen om forventningerne til elektrificeringen og den grønne omstilling, styrkes, så vi sikrer, at Analyseforudsætningerne fremover bliver endnu mere relevante og i højere grad også kan benyttes af elnetselskaber som Cerius-Radius. En styrket dialog vil også sikre, at Analyseforudsætningerne afspejler de opdaterede lokale forhold og forudsætninger, som bl.a. vores kunde- og markedsdialog giver anledning til. Ligeledes vil en styrket dialog bidrage til et mere ensartet og robust planlægningsgrundlag i dialogen mellem netselskaberne og Energinet.</p>	Cerius-Radius	Energistyrelsen takker for høringssvaret fra Cerius-Radius. Energistyrelsen inddrager løbende at interessenter i udarbejdelsen af AF og indgår gerne i dialog.
1.02	<p><b>Følgegruppe kan bidrage til at sikre relevante følsomhedsberegninger</b></p> <p>Som det fremgår af materialet, bør Energinet ikke kun anvende de centrale værdier fra analyseforudsætningerne, men også gennemføre følsomhedsberegninger.</p> <p>For at sikre at relevante følsomhedsberegninger foretages, vil vi igen opfordre til, 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 omkring større anlægsprojekter.</p>	CONCITO	Energistyrelsen sætter stor pris på den store interesse, der er i branchen omkring Analyseforudsætninger til Energinet. Den offentlige høring af de foreløbige forudsætninger giver alle interessenter mulighed for at komme med bud på relevante følsomhedsberegninger.
1.03	<p><b>Analyseforudsætninger til Evida bør også være offentlige</b></p>	CONCITO	Energistyrelsen noterer sig opfordringen fra CONCITO til, at Evidas analyseforudsætninger bliver offentligt tilgængelig og genstand for

	<p>Det fremgår af et ministersvar (Klima- Energi- og Forsyningsudvalget 2021-22, KEF Alm. del – endeligt svar på spørgsmål 493, Offentligt), at Evida har et sæt analyseforudsætninger, der baserer sig på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet. CONCITO vil igen opfordre til at disse bliver offentligt tilgængelige og genstand for kommentering, hvis de afviger væsentligt fra Analyseforudsætninger til Energinet.</p>		<p>kommentering, hvis de afviger væsentligt fra AF23.</p> <p>Evida er ikke forpligtet til at offentliggøre de bagvedliggende forudsætninger. Det bemærkes, at Evida er distributionsselskab for gas og ikke har ansvar for den overordnede infrastruktur på el- og gasområdet, som Energinet har.</p>
1.04	<p>Dansk Fjernvarme kvitterer indledningsvist for, at AF23 forudsætter opnåelse af den politiske målsætning om udfasning af gas til opvarmning i husholdninger i 2035. Det er meget vigtig forudsætning både til brug for beregninger af konkrete konverteringsforslag og for at fastholde den politiske beslutning om, at varmekonverteringens gasforbrug ophører i 2035.</p>	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen takker for kommentaren.
1.05	<p><b>Nettab i fjernvarmesystemet og elsystemet</b>  Analyseforudsætninger 2023 forudsætter et nettab i fjernvarmenettet på 20 pct., som er konstant i perioden 2023-2050. Dansk Fjernvarme vurderer, at et nettab på 20 pct. i et gennemsnitligt, eksisterende fjernvarmenet er tilnærmelsesvis retvisende, men må forventes at reduceres i takt med eksempelvis udbredelsen af lavtemperaturfjernvarme, bedre rør og højere fortætning. Desuden er det Dansk Fjernvarmes vurdering, at nettabet i nyetablerede fjernvarmenet er mindre end 20 pct. (15 pct. og nedefter). På den baggrund vurderer Dansk Fjernvarme, at det er mere retvisende at lade nettabsprocenten falde gradvist til et niveau på 15 pct. frem mod 2050.  Ligeledes forudsætter Analyseforudsætninger 2023 et nettab i elnettet på 7 pct. i DK1 og 6 pct. i DK2, som også er konstant i fremskrivningsperioden 2023-2050. Nettabet er typisk 7-9 pct. 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</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen noterer sig opfordringen fra Dansk Fjernvarme omkring nettab i fjernvarmesystemet og elsystemet. Energistyrelsen indgår gerne i dialog med Dansk Fjernvarme om dette. Energistyrelsen arbejder løbende med at forbedre antagelserne til deres modeller, herunder antagelser om nettab.</p>

	<p>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> <p>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.</p>		
1.06	<p>I Green Power Denmark finder AF anvendelse i en lang række tekniske og økonomiske analyser på tværs af hele huset, og vi er glade for at kunne anvende de gennemarbejdede data fra både AF og Klimafremskrivningen. I den forbindelse kunne vi godt ønske os en endnu større gennemsigtighed i tallene bag AF23, således AF kan give et mere helhedsorienteret billede af energiforsyningen i Danmark. For eksempel må en vurdering af forsyningen af individuelle gasfyr og varmepumper kræve en underliggende vurdering af fjernvarmeudbredelsen i Danmark. For transportsektoren må der ligeledes være lavet lignede vurderinger af hele transportsektoren, selvom kun den elektrificerede transport er relevant for Energinets arbejde og rapporteres i AF materialet. Det samme gælder for industriens brændsler og energiforbrug. En mulighed kunne være at opgive en elektrificeringsgrad på sektorer. Vi forstår at el-scenarie fra Klimaprogram 2022 er udgangspunktet for den generelle omstilling i Danmark ud over el og gassystemet, men vi kan også konstatere, at med seneste viden og nye politiske målsætninger flytter antagelserne i el-scenariet sig også, og dermed kan det være svært at danne sig et samlet overblik over hele energisektoren.</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen takker for de positive kommentarer. AF udarbejdes til brug for Energinet med at planlægge udviklingen i transmissionsnettet for bl.a. el og gas på lang sigt. Derfor er der fokus på el- og gasforsyning i AF.</p> <p>Energistyrelsen takker for inputtet om tilføjelse af elektrificeringsgrad per sektor, og tager det med i overvejelserne i de kommende udgivelser af AF.</p>
1.07	<p>Overgangen til en mere markedsbaseret udbygning med særligt landbaseret VE, elvarme i fjernvarmen, batterilagring samt store elektrolyseanlæg stiller store</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen takker Green Power Denmark for deres høringssvar. Energistyrelsen overvejende enige i at styrke scenarietilgangen i</p>

	<p>krav til Energinets agilitet, da verdensbilledet for disse udbygninger hele tiden ændrer sig. Tidligere har statslige udbud og støtteordninger i høj grad dikteret udviklingen, men med støttefri VE udfordres den centrale planlægningstilgang som AF lægger op til. I det lys, finder Green Power Denmark det væsentligt at være sig bevidst om, at fremskrivningerne i AF må ikke blive en 'selvopfyldende profeti'. Det er vigtigt at analyseforudsætningerne gør Energinet i stand til at have den rette infrastruktur klar, når markedet efterspørger den, sådan at der ikke opstår flaskehalse i udbygningen med grøn energi. Dette understøttes af eksplicitte opfordringer om tillægsanalyser for en række investeringsbeslutninger, men kunne yderligere styrkes med en mere scenariebaseret tilgang til analyseforudsætningerne, specielt for tiden efter 2030, hvor usikkerheden om udviklingen stiger markant. Green Power Denmark kan frygte, at Energinet kommer på bagkant med infrastrukturen eller bremser udvikling, hvis ikke forudsætningerne, der regnes på, tager højde for, at udbygningen med sol, vind, batterier, varmepumper eller elektrolyse kan gå hurtigere end forudsat på nuværende tidspunkt. Der kan bl.a. hentes inspiration i Klimaprogrammet hvor fire scenarier udspænder et udfaldsrum. Selvom det tydeligt er nævnt at Energinet kan lave relevante følsomheder, oplever vi et relativt ensidigt fokus på grundscenariet i Energinets analysearbejde og afrapportering heraf. En scenariebaseret tilgang kan hjælpe med at belyse hvilke infrastrukturprojekter som er nødvendige på tværs af alle eller flere scenarier, og hvilke som kun er nødvendige hvis ét givet scenarie opstår.</p>		<p>de kommende analyseforudsætninger, og opfordrer også løbende Energinet til at lave følsomhedsberegninger på særligt følsomme antagelser, for at afdække de usikkerheder der er ved at fastlægge forudsætninger på den lange bane.</p>
1.08	<p>De danske DSO'er står overfor mange af de samme udfordringer som Energinet. Derfor er det et ønske at AF i fremtiden får et større fokus på at kunne leverer data til elnettet på DSO-niveau. Det er et arbejdet vi</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen er grundlæggende enig i, at det er vigtigt at samtænke analyseforudsætningerne til TSO og til DSO. Energistyrelsen indgår allerede i at samarbejde herom med Green</p>

	meget gerne vil drøfte mulighederne for at udfolde og bidrage til med Energistyrelsen.		Power Denmark, og indgår gerne i yderligere dialog.
1.09	<p><b>Timing for udgivelse</b></p> <p>I Green Power Denmark har vi tidligere nævnt at timingen af udgivelsen af AF ikke er ideel, og leder til at afledte analyse hos Energinet ikke er baseret på nyeste datagrundlag. Et aktuelt eksempel på en sådan analyse er Redegørelse for Elforsyningssikkerhed som netop nu er i høring. Den er baseret på AF22 og der vil derfor forelægge et opdateret datasæt samtidigt med den udkommer. Dertil kommer, at AF er baseret på øvrige analyse som ERAA, TYNDP, WEO samt brændselspriser som alle udgives eller opdateres i efteråret hvor AF udkommer. AF er derfor baseret på data, som i nogle tilfælde er op til et år gammelt på udgivelsestidspunktet. Det betyder i praksis, at Redegørelse for Elforsyningssikkerhed i et givent år kan være baseret på sidste års AF og dermed være baseret på et datagrundlag, der delvist er to år gammelt. Det er tilfældet i år hvor begge publikationer er i høring samtidigt. Det mener vi ikke er optimalt i en tid hvor energisystemet ændrer sig meget hurtigt, og netop forsyningssikkerheden ser ud til at blive udfordret om få år. Vi anerkender at analysearbejdet er tidskrævende og underlagt politisk timing, som vil medføre en vis forsinkelse, men vi opfordrer til at se på mulighederne for at optimere den indbyrdes timing af udgivelserne.</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen noterer sig bemærkningen omkring opdateringsfrekvens.</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>
1.10	<p><b>Forbrug og udlandsforbindelser</b></p> <p>Energistyrelsen opfordrer i flere baggrundsnotater Energinet til at foretage følsomhedsanalyser på særligt usikre parametre. Dette gælder eksempelvis udbygningshastighed (batterier; PtX) og udvikling i elforbrug (datacentre).</p> <p>Analyseforudsætningerne kan med fordel også anmode om følsomhedsberegninger på den forventede forbrugsfleksibilitet fra både klassisk forbrug,</p>	Ørsted	Energistyrelsen takker for kommentaren og tager pointen til efterretning. Flexibilitet i elforbruget er endnu ikke implementeret i Energistyrelsens modeller som anvendt til AF23, men vil indgå i overvejelserne ift. udvikling af kommende AF'er. Energinet opfordres til at lave følsomhedsanalyser på relevante parametre, herunder også på flexibilitet i elforbruget.

	datacentre, PtX, batterier og diverse el-til-varme teknologier. Forbrugsfleksibilitet får stigende betydning for Energinets effekttilstrækkelighedsanalyser i de kommende år og analyseforudsætningerne bør derfor også forholde sig hertil.		
1.11	<p><b>Proces og tidsplan</b></p> <p>Endeligt bemærker Ørsted, at der er en uhensigtsmæssig sammenhæng mellem publikationstidspunktet for Energistyrelsens analyseforudsætninger og Energinets redegørelse for elforsyningssikkerhed. Den årlige redegørelse for elforsyningssikkerhed offentliggøres i endelig version i efteråret – samtidig med høring af de opdaterede men endnu ikke færdiggjorte analyseforudsætninger. I praksis betyder det, at redegørelsen for elforsyningssikkerhed baseres på 1 år gamle forudsætninger, som allerede er forældede og overhalet af en nyere udgave, når redegørelsen publiceres.</p>	Ørsted	Se svar 1.09 til Green Power Denmark.

### Brændselspriser

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
2.01	I baggrundsnotatet "Brændselspris" står der følgende: <i>"Da prisforudsætningerne til KF23 (og dermed også AF23) blev udarbejdet i slutningen af 2022, betyder det, at den efterfølgende udvikling i priserne ikke afspejles i forløbene."</i> Biogas Danmark finder det stærkt problematisk, at AF23 ikke er opdateret med de 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.	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsen tager pointen til efterretning og anerkender, at der med den anvendte fremskrivningsmetode er argumenter for at basere fremskrivningen på den nyest mulige markedsinformation.</p> <p>Hidtil har Energistyrelsen som hovedregel fremskrevet priser én gang årligt, og den samme prisfremskrivning har været anvendt til en række produkter, herunder Klimastatus- og fremskrivning (KF) og Analyseforudsætninger til Energinet (AF).</p>



			<p>I takt med den større volatilitet i energipriserne de senere år, er der dog kommet større fokus på priserne. Energistyrelsen er i færd med at se på en hensigtsmæssig opdateringsfrekvens fremover. Et argument for, at vi ikke hidtil har udarbejdet en ny prisfremskrivning til AF har været, at AF udarbejdes til brug for Energinet med at planlægge udviklingen i transmissionsnettet for bl.a. el og gas på lang sigt, og fokus har derfor været på priserne på det lange sigt, som er afgørende i forbindelse med Energinets infrastrukturudbygning. I den sammenhæng vil brændselspriser på kort sigt ikke have så stor betydning.</p>
2.02	<p><b>Valg af IEA prisscenarie overvurderer fossile brændselspriser</b></p> <p>I udkastet til AF23 anvendes fortsat brændselspriser fra IEAs Stated Policies-scenarie for brændselspriser (STEPS). I høringsnotatet for AF22 begrundede Energistyrelsen valget med, at man ønskede konsistens med Finansministeriets valg af prisscenarie. CONCITO har ad flere omgange kritiseret brugen af STEPS scenariet og fastholder, at det ikke er økonomisk ansvarligt at basere sin klima- og energipolitik, samt investeringer i infrastruktur, på dette scenarie.</p> <p>Finansministeriets argument for at bruge STEPS scenariet er, at man bør anvende et retvisende basis-scenarie, "der beskriver den forventede udvikling i fravær af yderligere tiltag end det, der allerede er vedtaget" (dvs. frozen policy) som udgangspunkt, når man vurderer politiktiltag. Mens det giver mening at basere sig på frozen policy for Danmark, giver det til gengæld ikke mening at basere sine beregninger på frozen policy for udlandet, idet dansk politik stort set</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 Økonomiministeriet (tidligere Finansministeriet), som fastsætter den anvendte oliepris. I en årrække er dette netop gjort med udgangspunkt i STEPS.</p> <p>Som led i arbejdet med at give fremskrivningsmetoden et gennemsyn har Energistyrelsen et blik på fordele og ulemper ved de forskellige scenarier fra IEA. Energistyrelsen vil overveje hvordan den nuværende brændselsprisfremskrivning evt. kan suppleres for at understøtte en øget robusthed af resultaterne i AF.</p>

	<p>udelukkende påvirker udviklingen i Danmark og ikke i resten af verden.</p> <p>IEA opdaterer årligt deres scenarier, og STEPS scenariet er løbende blevet grønnere med årene bl.a. i takt med, at landene har indmeldt højere ambitioner for udbygning af grøn energi og i takt med et gradvist mindre konservativt syn på, hvilken rolle elbiler kan spille. Det betyder, at man er gået fra i 2015 at fremskrive en temperaturstigning på 3,5 grader ved udgangen af århundredet til i WEO 2022 STEPS at forvente 2,5 grader. Yderligere grønne tiltag kan heldigvis forventes som følge af processen omkring Paris-aftalen med løbende opjustering af ambitioner. Det giver ikke mening, at vi antager, at resten af verden ikke ønsker at gøre en større indsats mod klimaforandringer, hvis vi samtidig har en dansk klimapolitik, der har Parisaftalens målsætning om at begrænse den globale temperaturstigning til 1,5 grader celsius for øje, som det fremgår af klimaloven.</p> <p>Der er bl.a. brug for Analyseforudsætninger til Energinet, da Klimafremskrivningens frozen policy scenarie ikke er noget godt bud på fremtiden. Ligesom Klimafremskrivningen bør STEPS ikke anvendes som et bedste bud på fremtiden, da der vil komme nye beslutninger til.</p> <p>CONCITO opfordrer derfor både Energistyrelsen og Finansministeriet til at vælge et scenarie, der baserer sig på en grøn omstilling i tråd med de politiske ambitioner i Parisaftalen.</p> <p>Ved brug af scenarier, der undervurderer hastigheden på den grønne omstilling risikeres det, at prisen på fossile brændsler overvurderes, hvilket bl.a. har afgørende betydning for fx Power-to-x-brændstoffers konkurrenceevne samt behovet for CO2 afgifter, der kan realisere danske reduktioner.</p>		
2.03	<b>Metode med forward-priser bør revideres</b>	CONCITO	Energistyrelsen tager pointen om det savnede analytiske grundlag for den metode, der

	<p>Vi savner analytisk begrundelse for metoden, hvor de langsigtede brændselspriser findes som gennemsnit mellem IEAs priser og forwards. IEAs langsigtede prisforventninger må antages at være deres bedste bud på en markedsligevægt. Hvad forwardprisen er om tre år kan afspejle midlertidigt over- eller underbud af ikke-blivende karakter. CONCITO anbefaler derfor, at man alene anvender IEAs tal til de langsigtede prisforventninger.</p> <p>Af høringsmaterialet fremgår det desuden, at forwardpriser er trukket 21. november 2022 og det erkendes at "Den nedadgående udvikling i priserne siden forwardpriserne blev trukket i slutningen af 2022 er ikke afspejlet i fremskrivningen.". Det er uhensigtsmæssigt, at hensynet til konsistens med Finansministeriets olieprisfremskrivning, der kun opdateres en gang årligt, fører til, at man ignorerer den nyeste markedsinformation.</p> <p>TTF forwardprisen for naturgas for 2025 er faldet fra 68,5 €/MWh til 45,3 €/MWh (HHV).</p> <p>CONCITO anbefaler ligesom sidste år, at Energistyrelsen og Finansministeriet fastlægger en metode, hvor både brændsels- og kvotepriser opdateres jævnligt med en fast frekvens, fx kvartalsvist. På denne måde kan også data fra det nyeste IEA World Energy Outlook inkluderes, når det foreligger.</p>		<p>anvendes i fremskrivningen, til efterretning. Pt. er vi i færd med at granske metoden, herunder se nærmere på, hvordan der bedst muligt inddrages både kortsigtede og langsigtede aspekter i fremskrivningen.</p> <p>Mht. pointen om at fremskrivningen på det korte sigt bør baseres på den nyest mulige markedsinformation, henvises til svar givet i 2.01.</p>
2.04	<p><b>Biomasseprisfremskrivning bør opdateres som følge af nye EU-regler og øget efterspørgsel</b></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.</p> <p>Energistyrelsen har i Høringsnotatet til AF22 noteret, at de vil overveje hvordan man kan forbedre metoden til at fremskrive biomassepriser, men</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen er enig i, at der er behov for at se nærmere på, hvordan biomassepriserne kan forventes at udvikle sig fremover, blandt andet som følge af ny regulering. Der er indledt overvejelser om, hvordan metoden til at fremskrive biomassepriser bedst muligt kan designes til at afspejle disse forhold, og det er håbet, at vi forud for AF24 vil være blevet så meget klogere på dette, at en justeret metode</p>

	<p>biomasseprisfremskrivning tager fortsat ikke hensyn til denne effekt. CONCITO vil igen opfordre til, at der igangsættes et studie, der ser på effekterne af den fremtidige regulering.</p> <p>Samtidig er der betydelig efterspørgsel på biomasse til forskellige formål, herunder pyrolyse, der ifølge landbrugsaftalen forventes at bidrage med 2 mio. tons negative udledninger i form af biokul. Det vil kræve et betydeligt halm-input, som også må forventes at påvirke prisen.</p>		<p>kan lægges til grund for fremskrivning af biomassepriserne.</p>
--	--	--	--

### Ellagring samt bilag med rentabilitetsanalyse

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
5.01	<p><b>Forventninger til ellagring</b></p> <p>Vi vil gerne rose Energistyrelsen for at inkorporere ellagring i årets Analyseforudsætninger. Dog mener vi, at scenariet for DK2 (4-8 MW ny kapacitet om året indtil 2050) er for konservativt i forhold til Cerius-Radius' pipeline af projekter og det overordnede langsigtede potentiale, hvis der også ses på de samlede muligheder for danske batteriudviklere (hvor noget af det svenske batteribehov kunne dækkes). Vi håber derfor at et mere realistisk billede kan tegnes i AF24 hvis, som nævnt i baggrundsnotatet, der anvendes Energistyrelsens modeller til fremskrivningen af batterikapaciteten.</p>	Cerius-Radius	Energistyrelsen takker for interessen for det nye afsnit omkring ellagring i Analyseforudsætninger. Som nævnt i det offentliggjorte materiale er det et område, som vi løbende vil videreudvikle i de kommende Analyseforudsætninger. Jeres kommentarer er et nyttigt input i dette arbejde.
5.02	<p><b>Økonomiberegninger for ellagring kan udvides</b></p> <p>CONCITO vil gerne kvittere for inklusionen af ellagring i dette års Analyseforudsætninger.</p> <p>I lyset af at reservemarkederne er langt den største indtægtskilde for batterierne i rentabilitetsanalysen savnes der yderligere begrundelse for alene at afsætte hhv. 8 og 12 pct. af kapaciteten til disse markeder i DK1 og DK2. Derudover er det uklart hvorvidt der i analysen er regnet med faldende omkostninger til batterier, som i teknologikataloget. De faldende omkostninger til batterier vil forventeligt resultere i faldende priser i reservemarkederne.</p> <p>Energisystemmodeller som Ramses leverer typisk et relativt fladt elprisbillede, hvorfor indtægtsgrundlaget fra spotmarkedet kan tænkes at være undervurderet. Endelig bør det overvejes at supplere rentabilitetsanalysen med en kvantificering af værdien af at batterier kan øge udnyttelsen af nettilslutninger i distributionsnettet.</p> <p>Udover lithium-ion batterier kunne der laves en rentabilitetsanalyse for langtidslagring i form af fx varme sten eller smeltet salt. En sådan beregning vil kunne bruges til at vurdere hvorvidt</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen takker for anerkendelsen for tilføjelsen af afsnittet om ellagring. Ellagring er et nyt emne i Analyseforudsætninger, som Energistyrelsen vil videreudvikle i kommende udgivelser af AF. Jeres kommentarer er et nyttigt input i dette arbejde.</p> <p>Ramses modellerer ikke reservemarkeder. Af hensyn til den nuværende og fremskrevne reservekapacitets begrænsninger afsættes der antagne værdier på hhv. 8 pct. og 12 pct. af kapaciteten til reservemarkedet.</p> <p>I analysen antages konstante omkostninger til batterier ligesom at prisen, som batterier kan få på reservemarkedet, antages konstant.</p>

	<p>analyseforudsætningerne bør suppleres med denne type teknologi eller bruges som dokumentation der kan begrunde et evt. fravalg. Lagrene kan enten anvendes som el-til-el lagre eller som højtemperaturlagre i industrien i kombination med elektrisk opvarmning, der tilføjer yderligere fleksibelt forbrug.</p>		
5.03	<p>Dansk Fjernvarme hilser det nye emne om ellagring velkomment i AF23. Der er ingen tvivl om, at ellagring i almindelighed og energilagring i særdeleshed vil få stor betydning i det fremtidige elsystem og planlægning heraf. Baggrunden er den kraftige omstilling i elsystemet til sol- og vindenergi.</p> <p>Dansk Fjernvarme vil dog anbefale, at kapitlet om ellagre også medtager fjernvarmens virtuelle energilager. Allerede i dag er samarbejdet og afhængigheden mellem el og fjernvarme stort og derfor skal vores energiinfrastruktur for el, gas og fjernvarme udvikles med tilhørende kendte omkostningseffektive teknologier. Fjernvarmen har i dag store og velkendte energilagre på ca. 0,1 TWh, som i de kommende år vil blive udbygget markant.</p> <p>Det skyldes de gevinster både el og fjernvarmen har ved at opskalere i sammenhæng med, at store varmpumper og elkedelkapaciteten udbygges væsentligt i forbindelse med fjernvarmens elektrificering. Fjernvarmen vil dermed kunne afkoble elkedler og varmpumper, når elprisen er høj mod til gengæld at producere el på termiske kraftvarmeanlæg. I perioder med lave elpriser kan fjernvarmen anvende billig el fra vind og sol og lagre den producerede varme i varmelagrene.</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen noterer sig ønsket om at opgøre energilagrene i fjernvarmesektoren. Energilagring i fjernvarmesektoren er allerede inkluderet i AF i form af udviklingen i kapacitet i store varmpumper og elkedler i baggrundsnotatet "Termisk kapacitet mm.". Opgørelsen af størrelsen af disse lagre vurderes ikke at være af afgørende betydning for Energinets anvendelse af Analyseforudsætningerne, og er derfor ikke beskrevet i AF.</p>
5.04	<p><b>Ellagring</b>  Analyseforudsætningerne medtager udelukkende batterier som energilagringsteknologi. Dette bør bredes ud til også at inkludere den forventede udvikling indenfor f.eks. termisk energilagring – hvor flere aktører allerede har planer og/eller pilotprojekter.</p>	Ørsted	<p>Se svar 5.01 til Cerius-Radius.</p> <p>I forhold til batteridimensionering så er dette beskrevet øverst på side 4 i baggrundsnotatet "Ellagring".</p>

	<p>Analyseforudsætningerne kan med fordel indeholde forventninger til, hvorvidt og i hvor stort omfang det forventes, at energilagringsfaciliteter bliver opstillet bag måleren, som en del af systemintegrerede anlæg.</p> <p>Analyseforudsætningerne kan endvidere med fordel indeholde forventninger til den typiske batteridimensionering (MW/MWh).</p> <p>Batteriinstallationernes forhold MW/MWh har stor betydning for batteriernes egenskaber og muligheder for at bidrage til elsystemets robusthed.</p>		
--	---	--	--

### **Eltransmissionsforbindelser til udlandet**

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
6.01	<p><b>Udlandsforbindelser – risiko for selvopfyldende forudsætninger</b></p> <p>Energistyrelsen og Energinet opfordres til at gennemføre analyser, der identificerer det optimale miks af VE udbygning, 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.</p> <p>Det medfører risiko for, at forudsætningerne bliver selvopfyldende. Hvis det antages at strømmen skal bruges til PtX kan Energinet ikke identificere et behov for yderligere investeringer i udlandsforbindelser.</p> <p>CONCITO opfordrer til, at man gentænker analyseforudsætningernes rolle. I stedet for at definere kapaciteter kunne analyseforudsætningerne i stedet fastlægge omkostningskurver for etablering af vindkraft og solceller i Danmark samt omkostninger til elektrolysekapacitet og værdi af PtX. Energinet ville på baggrund heraf kunne lave analyser der samoptimerer udbygningen med vindkraft og solceller samt brint- og elinfrastruktur..</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen er overvejende enige i at styrke scenarietilgangen i de kommende analyseforudsætninger, og opfordrer også løbende Energinet til at lave følsomhedsberegninger på særligt følsomme antagelser, herunder udbygningen af PtX og havvind, netop for at afdække de usikkerheder, der er ved at fastlægge forudsætninger på den lange bane.</p> <p>AF23 giver derfor mulighed for, at Energinet kan tilpasse PtX-kapaciteter for fx at belyse værdien af udlandsforbindelser.</p>
6.02	<p><b>Energiøer</b></p> <p>Antagelserne om integration af havvindenden fra Energiøerne bør specificeres yderligere, herunder om det for Bornholm antages, at alle 3 GW integreres i DK2 eller om der antages en offshore budzone med forbindelser til DK2 og Tyskland. Antagelser herom kan have indflydelse på prisdannelsen.</p> <p>Det er uklart, hvorfor det antages, at Energiøen i Nordsøen udelukkende udbygges efter de første 3 GW med havvind til offshore brintproduktion, idet det i baggrundsnotatet om havvind fremgår, at udbygningen med havvind vil ske i samspil med udbygning med flere udlandsforbindelser. Det bør sikres, at antagelser om</p>	Ørsted	<p>I Energistyrelsens anvendelse af AF23 antages i beregningstekniske formål, at der i forbindelse med 3 GW havvind ved Bornholm oprettes en offshore budzone.</p> <p>AF23 opfordrer til og muliggør, at Energinet kan og må tilpasse de givne antagelser vedrørende udbygning af henholdsvis havvind og elektrolyse, hvis det vurderes relevant i forbindelse med deres analysearbejde. Forudsætninger for brintinfrastruktur forventes belyst yderligere i kommende udgivelser af Analyseforudsætninger til Energinet.</p>



	udnyttelse af elproduktionen fra havvinden tillader, at Energinet foretager de retmæssige overvejelser og beregninger af hvilken type infrastrukturudbygning (elinfrastruktur eller brintinfrastruktur), som er mest hensigtsmæssig. Det bør endvidere sikres, at en sådan antagelse følges op med tilsvarende antagelser om enten brint eller elinfrastruktur i AF23.		
--	--	--	--

### **Forbrug i husholdninger og erhverv**

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
7.01	Biogas Danmark er ikke enig i den anvendte metode for fremskrivningen af gasforbruget. I baggrundsnotatet oplyses det, at brændselspriserne er baseret på data fra november 2022 og dermed ikke afspejler den aktuelle situation med lavere brændselspriser. På nuværende tidspunkt kan vi allerede se, at der er et højere gasforbrug i erhvervslivet sammenlignet med sidste år. Fremskrivningen af gasforbruget for erhverv er dermed efter Biogas Danmarks opfattelse for lavt de kommende år.	Biogas Danmark	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 lavt gasforbrug på kort sigt ikke have stor betydning. Det fremskrevne gasforbrug er en konsekvens af blandt andet de anvendte brændselspriser.
7.02	<b>Elektrificering af industri</b> Vedrørende elektrificering af industrien, noterer vi os at erhvervenes forventede elforbrug til varmepumper er højere i AF23 end i AF22. Ifølge vores projektpipeline har industriaktørerne dog endnu større elektrificeringsplaner end det fremgår af Analyseforudsætningerne – vel at mærke ved hjælp af både varmepumper, elkedler og anden forøgelse af elforbruget. Derfor efterspørger vi en mulighed for at revurdere scenariet og fremhæve industriens elektrificering som en separat kategori i Analyseforudsætningerne.	Cerius-Radius	Energistyrelsen takker for kommentaren og noterer sig inputtet. Vi vil gerne arbejde videre med mulighederne for elektrificering af industrien i det fremadrettede arbejde med AF og indgår gerne i en dialog herom.
7.03	<b>Brug for opdeling af gasforbrug</b> 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 og forrige 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?	CONCITO	Energistyrelsen er opmærksom 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.
7.04	<b>Vedrørende elforbrug</b> Energistyrelsen ændrede i forbindelse med AF 22 valget af indkomstelasticitet. Green Power Denmark kan umiddelbart konstatere at Energistyrelsen stadig	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker for kommentaren og noterer sig inputtet. Vi vil gerne arbejde videre med mulighederne for at se på flere analyser ift. metodiske valg de har foretaget vedrørende

<p>anvender den ændrede indkomstelasticitet til fremskrivning af det klassiske elforbrug. Green Power Denmark har også tidligere rettet henvendelse til Energistyrelsen om dette forhold.</p> <p>Konkret omhandlede Green Power Denmark henvendelse valget af indkomstelasticitet, som afspejler den samlede "observerede" indkomstelasticitet. Det er således en elasticitet, som ikke er korrigeret for trendudviklingen. I stedet afspejler den valgte indkomstelasticitet hvordan elforbruget faktisk ændrer sig (ifølge algoritmen/den bagvedliggende analyse), når indkomsten ændrer sig. Den tidligere anvendte elasticitet var korrigeret for trendudviklingen og var derfor væsentligt højere og kom også til udtryk som et højere forventet klassisk forbrug jf. AF 21.</p> <p>Det er efter Green Power Denmark vurdering en metodisk fejl at anvende indkomstelasticiteten på denne måde. Det skyldes, at trendudviklingen fanger både udviklingen i apparaternes effektivitet, men den kan også fange andre forhold, som er tids/trend afhængige. Hvis man anvender elasticiteten på 0,13 og samtidigt laver en justering for udviklingen i energieffektivitet, kommer man derfor til at lave en dobbeltjustering for udviklingen i energieffektivitet. Green Power Denmark er derfor bekymrede for om denne ændring systematisk vil fejlestimere det klassiske forbrug fremadrettet særligt set i lyset af at AF 23 nu har opjusteret den generelle forventning til det klassiske forbrug men, at det stadig forventes, at det vil være faldende fremover.</p> <p>Green Power Denmark opfordrer derfor Energistyrelsen til at lave flere analyser eller på anden vis illustrerer betydningen af de grundlæggende</p>		<p>fremskrivningen generelt og for el-til-apparater specifikt.</p> <p>Specifikt ift. det klassiske forbrug, skal Energistyrelsen gøre opmærksom på, at estimationen af indkomst- og priselastiteter grundlæggende er svær. Særligt fordi datagrundlaget bag den valgte estimation ikke tillader opdeling af elforbrug til rumvarme, elbiler og apparater separat. Dette kan give anledning til en bias, såfremt den estimerede høje indkomstelasticitet med trend-effekt fanger et stigende elforbrug fra husholdninger til elbiler og rumvarme. Det bemærkes her, at fremskrivningen af el-til-rumvarme og el-til-el-biler er baseret på andre forudsætninger.</p> <p>Derudover vurderer Energistyrelsen, at følgende tre forhold også taler for, at indkomstelasticiteten knyttet til elforbruget bør være lavere end indkomstelasticiteten knyttet til apparatforbruget:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. At apparaternes levetid over perioden er blevet afkortet fordi de apparater, vi forbruger i dag, typisk har en kortere levetid end tidligere. Givet at der i estimationen ikke kompenseres for levetiden af apparater, bør dette forhold tale for en lavere indkomstelasticitet for elforbrug relativt til apparatforbruget</li> <li>2. At et gennemsnitligt apparat bruges mindre intensivt end tidligere, simpelthen fordi husholdningerne har flere apparater, og den begrænsende faktor i</li> </ol>
---	--	--

	<p>metodiske valg de har foretaget vedrørende fremskrivningen af det klassiske forbrug.</p>		<p>nogen udstrækning er, hvor meget tid husholdningerne har til at bruge de enkelte apparater. Der tages ikke højde for dette forhold i estimationen.</p> <p>3. At der ikke nødvendigvis er en simpel sammenhæng mellem udgiftssummen til apparater, og hvor meget strøm apparater bruger. Fx bruger et dyrt fjernsyn til 100.000 kroner ikke nødvendigvis mere strøm end et billigt fjernsyn til 3.000 kroner, da der gælder samme krav til standarder for fjernsynene. I det omfang at vi i højere grad køber relativt dyrere apparater, når indkomsten stiger, kan dette også tale for, at indkomstelasticiteten for apparater bør være højere end for elforbruget.</p> <p>Energistyrelsen kan desuden bemærke, at med en større udbredelse af solceller og batterier i husholdningerne vil det givetvis blive en større udfordring fremadrettet at fremskrive husholdningerne elforbrugs (såvel foran som bag måleren).</p>
7.05	<p>I <i>Analyseforudsætninger til Energinet 2023 – Forbrug i husholdninger og erhverv – Baggrundsnotat</i> anvendes en model, der vurderer om bygningen får fjernvarme eller opvarmes med en individuel varmepumpe. Det virker til at modellen får meget få bygninger på fjernvarmen, da modellen tilsyneladende får beregnet, at individuelle varmepumper er billigere end fjernvarme i langt de fleste tilfælde.</p> <p>Lige nu opleves især en stor udbygning af fjernvarme i Hovedstadsområdet, som af PlanEnergi på baggrund</p>	PlanEnergi	<p>Energistyrelsen takker PlanEnergi for kommentarer og input. De vil indgå i Energistyrelsens videre arbejde med udvikle fremskrivning af energiforbrug til rumvarme i husholdninger.</p> <p><b>Udvikling i fjernvarmeforbrug i husholdninger</b></p> <p>Overordnet sker der i AF23 en udbredelse af fjernvarme i den forstand, at flere husholdninger modtager fjernvarme. Det kan dog være svært</p>

	<p>af analyseprojektet FFH50 (Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden 2050) vurderes at overstige den samlede forventede fjernvarmeudbygning i AF23. Det virker ligeledes til at al nybyggeri i fremtiden forventes at blive varmforsynet af individuelle varmepumper, hvilket ikke vurderes at være identisk med den udvikling, der opleves i øjeblikket, hvor nybyggeri, i områder i eller omkring etableret fjernvarme, vælger at blive tilkoblet fjernvarme.</p> <p>Det er svært på baggrund af det fremsendte materiale at se, hvad der bidrager til udviklingerne. I Bilag A har PlanEnergi prøvet at regne baglæns fra figurerne, og der er nogle ting som umiddelbart falder i øjnene.</p>		<p>at se i det samlede fjernvarmeforbrug på grund af to effekter:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fremskrivningen af rumvarmeforbruget baserer sig blandt andet på fremskrivningen af boligmassen, som indeholder et skift fra enfamiliehuse mod etageejendomme, hvilket i sig selv reducerer behov for energi til rumvarme, herunder også fjernvarme.</li> <li>2. Energibesparelser i husholdningerne reducerer behov for at tilføre energi til rumvarme, herunder fjernvarme, i både eksisterende og nye fjernvarmeområder.</li> </ol> <p>Frem mod 2030 stiger fjernvarmeforbruget svagt, fordi konverteringen til fjernvarme overstiger effekten fra energibesparelser og skift mod etageejendomme. Fra 2030 forudsættes der at være et begrænset potentiale for yderligere konvertering til fjernvarme, hvilket gør at energibesparelser bidrager til at fjernvarmeforbruget fra 2030 forventes at have en stagnerende/faldende tendens for husholdninger.</p> <p>For detaljeret information om fremskrivning af husholdningers behov for rumvarme i IntERACT henvises til s. 21-41 i Sektorforudsætningsnotat til KF23 om Husholdningers og erhvervs energiforbrug og procesudledninger<sup>1</sup>.</p>
--	--	--	---

## Ledningsgas og gasstrømme

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
--------	-------------	----------	----------------------------

<sup>1</sup>[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf23\\_sektorforudsætningsnotat\\_husholdninger\\_og\\_erhvervs\\_energiforbrug\\_og\\_procesudledninger.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf23_sektorforudsætningsnotat_husholdninger_og_erhvervs_energiforbrug_og_procesudledninger.pdf)

8.01	Biogas Danmark hilser det velkommen, at Energistyrelsen antager biogasproduktionen fortsætter efter støtteperiodens ophør, og dermed forventer, anlæggene forsætter med at producere ustøttet biogas efter støtteperioden.	Biogas Danmark	Energistyrelsen takker for høringssvaret fra Biogas Danmark.
8.02	<b>Præcisering af VE-gas – Adskillelse af biogas og andre grønne gasser</b> I sammenfatningsnotatet er det beskrevet, at VE-gas vil udgøre 100 pct. af gasforbruget i 2030. Biogas Danmark opfordrer Energistyrelsen til at opdele VE-gas, så det bliver mere specifikt, hvad der er biogas, og hvad der forventes at være andre grønne gasser, såsom fx brint og metanisering. Dette vil gøre det nemmere for læseren at se, hvilken udvikling, der er for de forskellige grønne gasser i Danmark.	Biogas Danmark	Energistyrelsen takker for opfordringen, som vi vil tage med i vores overvejelser fremadrettet. Formålet med fremskrivningen er dog at oplyse Energinet om, hvor meget gas der samlet set forventes at skulle transporteres i gasnettet, og her er en underopdeling ikke nødvendig.
8.03	<b>Betydningen af forsinkede udbudspuljer for biogasproduktionen i 2024 og 2025</b> De kommende udbudspuljer er forsinkede, hvorfor produktionen reduceres væsentligt i 2024 og 2025. Det tager ca. 12 måneder at bygge et biogasanlæg fra myndighedstilladelserne foreligger plus ca. tre måneder at regulere op til 90 pct. kapacitet. Det er nu et faktum, at denne tidsplan ikke holder i og med, at statsstøttegodkendelsen fra EU endnu ikke foreligger og der efterfølgende skal gennemføres udbud og tildeling af støtte. Første udbud giver derfor ikke den i 2024 forventede effekt, men tidligst fra ultimo 2025 mens andet udbud ikke vil have fuldt afløb før januar 2026. Har Energistyrelsen taget højde for denne forsinkelse af biogasudbuddet?	Biogas Danmark	Der er ikke klarhed over hvornår første og andet udbud afholdes og derved potentielle effekter af forsinkelsen.
8.04	<b>Manglende forståelse for anvendelse af princip for fremskrivning af VE-gasproduktion.</b> En af principperne for fremskrivningerne lyder som følger: "Produktionen af støttet biogas skal begrænses, såfremt den indenlandske produktion af støttet biogas overstiger forbruget."	Biogas Danmark	Princippet om at begrænse produktionen af støttet biogas, såfremt den indenlandske produktion af støttet biogas overstiger forbruget, stammer fra Klimaaftale om grøn strøm og varme, 2022. Selv om fremskrivningerne viser, at produktionen af VE-gas fra og med 2030

	<p>Biogas Danmark ønsker, en præcisering og redegørelse for hvordan dette princip anvendes i fremskrivningerne, da det ikke er muligt at fjerne støtten fra de producenter, der allerede har modtaget tilsagn til deres biogasproduktion. Den eneste måde at begrænse denne produktion på vil derfor kun være at fjerne udbudspuljerne.</p> <p>Biogas Danmark vil derfor gerne høre, hvordan dette princip helt præcist bliver anvendt i fremskrivningerne</p>		<p>overstiger det indenlandske gasforbrug, er der ikke i AF23 regnet med en begrænsning i støtten til biogas. Følsomhedsanalysen på side 13-14 i notatet viser, at produktionen stort set vil matche forbruget i en situation med lavere gasproduktion, hvilket afspejlet at resultaterne er følsomme overfor de anvendte antagelser.</p>
8.05	<p><b>Markedsbaserede incitamenter og muligheder for en ustøttet biogasproduktion.</b></p> <p>Energistyrelsen vurderer, at biogasanlæg ikke vil blive etableret uden støtte og producere til gassystemet og derfor indgår de ikke i VE-gasproduktionsprognosen. Det er Biogas Danmarks klare vurdering, at de nuværende rammevilkår giver et stærkt incitament til at øge produktionen af biogas. Et godt eksempel er de tyske rammevilkår, som vil skabe en betydelig efterspørgsel efter dansk biogas til brug i den tyske transportsektor. Det skal bemærkes, at biogas, som anvendes til transport, ikke modtager nogen form for støtte, da det ikke er muligt at sælge CO2-tickets med støttet biogas, og brugen af naturgas i transportsektoren er ikke attraktiv, da CO2-besparelsen i forhold til en diesellastbil er begrænset. På grund af den højere betalingsvillighed for ustøttet biogas i forhold til støttet biogas, er der i dag et attraktivt marked for ustøttet biogas. Den øgede efterspørgsel gør det muligt at drive et dansk biogasanlæg uden støtte og eksportere biogassen til Tyskland. Denne biogasproduktion antages at blive indført på det danske gasnet, hvor den vil blive transporteret til Tyskland.</p> <p>Derfor opfordrer Biogas Danmark til at inkludere ustøttet biogas i AF23 for at udnytte de fordelagtige markedsmuligheder fuldt ud.</p>	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsen takker for informationen vedrørende muligheden for eksport af biogas til Tyskland.</p> <p>Det skal bemærkes, at der i følsomhedsanalysen på side 13-14 i notatet er set på en situation, hvor 90% af den nye kapacitet, der er indmeldt til Evida, vil blive etableret. Energistyrelsen vurderer, at denne følsomhedsanalyse vil dække den situation, som Biogas Danmark beskriver.</p>

	<p>Dette understreges også i regeringens Grøn Gasstrategi, hvor det fremgår, at der er et potentiale for udstøttet biogas til transportsektoren i forlængelse af opfyldelsen af EU's fortrængningskrav, idet biogas har en meget høj CO<sub>2</sub>-fortrængningsevne og dermed er et meget attraktivt valg til yderligere CO<sub>2</sub>-reduktioner. Det betyder, at CO<sub>2</sub>-fortrængningskravet i vejtransporten har potentiale til at øge biogasproduktionen yderligere.</p>		
8.06	<p><b>Uoverensstemmelser mellem prognosen for VE-gasproduktionen i AF23 og de nuværende støtteordninger samt kommende udbudspuljer for biogasproduktionen.</b></p> <p>AF23 præsenterer prognosen for fremskrivningen af VE-gasproduktionen. Ifølge prognosen er produktionen faldet med cirka 5-6 PJ i 2030 samt et produktionsfald for hvert år op til 2030 i forhold til AF22.</p> <p>Årsagen til dette fald er, at der nu ikke længere forventes at blive etableret ny VE-gasproduktion uden støtte frem mod 2030. Det betyder, at VE-gasproduktionen udelukkende vil bestå af biogasproduktion, da biogas er den eneste form for VE-gas, der i øjeblikket modtager støtte. Dermed burde AF23 prognosen for VE-gasproduktionen være baseret på udbudspuljerne for biogas. Dog er AF23 prognosen for VE-gasproduktion ikke i overensstemmelse med udbudspuljerne for biogas.</p> <p>Hvis vi sammenligner prognosen med KF23 prognosen for biogasproduktion, hvor der kun tages højde for biogas, der tilføres gasnettet, betyder det, at AF23 fremskrivningen af VE-gasser i gennemsnit ligger ca. 2-3 PJ lavere om året end KF23's fremskrivning af biogas. Derudover antager Biogas Danmark, at der i KF23 er en større biogasproduktion uden for nettet, end der reelt er, hvilket betyder, at biogasproduktionen i KF23 allerede er undervurderet. Biogas Danmark er derfor ikke enig i Energistyrelsens prognose for VE-gasproduktion. Vi mener, at den er meget</p>	Biogas Danmark	<p>Det er rigtigt, at produktionen af VE-gas nu forventes at være lidt lavere end i AF22. Det har imidlertid vist sig, at der var en mindre fejl i beregningen af produktionen af VE-gas i AF23-høringsudgaven, og Energistyrelsen vil derfor rette tallene. Dette bevirker en lidt større produktion af VE-gas. Den tilrettede prognose vil fremgå af det endelige materiale.</p> <p>I AF23-fremskrivningen indgår både gas produceret under eksisterende støtteordning og gas, der forventes støttet af de kommende støtteudbud. Disse udbud vil kunne støtte flere former for gas, og det er derfor ikke sikkert, at biogas bliver den eneste form for VE-gas, der produceres med støtte frem mod 2030.</p> <p>Med den tilrettede AF23-produktionsprognose kommer tallene frem til 2030 til at ligge meget tæt på KF23.</p> <p>Analyseforudsætningerne omhandler kun gas, der injiceres i nettet, og Energistyrelsen har derfor ikke i forbindelse med AF23 gjort sig nogen specifikke antagelser om evt. gas, der ikke injiceres i nettet.</p>



	<p>undervurderet, og i værste fald bør VE-gasproduktionen følge den nuværende støtteordning samt tilføjelsen fra de nye udbudspuljer for biogasproduktion.</p> <p>Baseret på den præsenterede VE-gasproduktion og antagelserne i AF23, ser det ud til, at Energistyrelsen antager, at der vil være en stigning i en ikke-støttet biogasproduktion indtil 2030, som ikke vil blive injiceret i gasnettet. Denne påstand kommer som følge på baggrund af Energistyrelsens overbevisning om, at der ikke kan opnås yderligere biogasproduktion udover den støtteberettigede biogasproduktion, og derfor vil en øget ikke-støttet biogasproduktion resultere i en nedgang i den støtteberettigede biogasproduktion og dermed VE-gasproduktion. Biogas Danmark ønsker derfor også at få en redegørelse over hvilke ikke-støttede VE-gasproduktioner, der ikke er inkluderet i årets prognose.</p>		
8.07	<p><b>Manglende klarhed om dynamikken ved indførelse af nye VE gasser og en konstant VE-gasproduktion.</b></p> <p>I baggrundsnotatet for "Ledningsgas og Gasstrømme" er det visualiseret i figur 1, at produktionen af VE-gas, efter Energistyrelsens vurdering, vil være tæt på konstant fra 2033 til 2050.</p> <p>Når der i AF23 sker en øget produktion af VE-gasser, der ikke er biogas, f.eks. e-metan, vil det så betyde, at biogasproduktionen vil falde eller at en del af VE-gassen ikke vil komme på ledningsnettet?</p> <p>Biogas Danmark vil derfor gerne vide, om det forventes, at mængden af VE-gas i gasnettet forbliver uændret, om der sker en stigning i produktionen af andre VE-gasser, som så vil erstatte biogasproduktionen, eller om der er en antagelse om, at en større del af VE-gassen vil omgå gasnettet i fremskrivningerne for AF23?</p>	Biogas Danmark	<p>Der er ikke i AF23 taget stilling til sammensætningen af de VE-gasser, der tilføres nettet. Det er derfor ikke rigtigt, at "der i AF23 sker en øget produktion af VE-gasser, der ikke er biogas".</p> <p>Det er derimod <i>muligt</i>, at en del af VE-gassen vil være andre gasser end biogas.</p> <p>Hovedformålet med fremskrivningen er at oplyse Energinet om, hvor meget gas der samlet set forventes at skulle transporteres i gasnettet, og der har derfor ikke været fokus på en opdeling af VE-gassen i forskellige typer.</p>

	<p>Biogas Danmark mener, at det er vigtigt at medtage biogassen og metaniseringen i fremskrivningen af den grønne gasproduktion, da de vil blive tilført ledningsnettet.</p> <p>Derfor finder Biogas Danmark fremskrivningen urealistisk, da der forventes en stigning i produktionen af grønne gasser efter 2033.</p> <p>Desuden er det svært at fastslå den præcise andel, som henholdsvis biogas og metanisering bidrager med til den grønne gasproduktion. Dette understreger vigtigheden af at opdele produktionen af de grønne gasser.</p>		
--	--	--	--

8.08	<p><b>Udviklingen i gasforbruget er umiddelbart overvurderet</b></p> <p>I AF23 forventes gasforbruget til industrien på langt sigt at stabilisere sig og stige let. Det undrer os af tre årsager:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Selvom dansk grøn gasproduktion overstiger forbruget i Danmark kan den grønne gas fortsat eksporteres og danske virksomheder må derfor forventes at se en gaspris der modsvarer gassens værdi i udlandet. Denne følger naturgasprisen og kvoteprisen, og er derfor fortsat stigende over tid. Det gør alternativer til brug af metangas attraktivt.</li> <li>2. Af landbrugsaftalen fremgår et bidrag på 2 mio. tons CO<sub>2</sub> reduktion fra biokul. Denne biokul dannes ved pyrolyse, der også giver pyrolysegas og -olie. Som CONCITOs analyse af dansk klimaneutralitet peger på er der formentlig god økonomi i centrale pyrolyseanlæg, der tillader at pyrolysegassen kan anvendes i industrien, fx til cementproduktion, hvor det er et billigere brændsel end bionaturgas og hvor der er mulighed for yderligere negative udledninger ved CO<sub>2</sub> fangst og lagring.</li> <li>3. For mellem- og højtemperaturprocesser i industrien (fx på raffinaderier) kan elvarme forventes at blive attraktivt som supplement til brændselsbaseret varmeproduktion. Brændselsfortrængningen er større her end ved produktion af e-fuels og teknologien er væsentligt billigere. Ligesom elkedler i dag fortrænger brændselsbaseret varmeproduktion på fjernvarmeværkerne når strømmen er billig, må det forventes at elvarme kan dække en stigende del af industriens varmebehov. Hvis billige højtemperaturlagre med fx sten eller smeltet salt introduceres, kan det udvide potentialet. Ovenstående peger på, at det indenlandske forbrug af gas på lang sigt potentielt er kraftigt overvurderet og eksporten af gas dermed er kraftigt undervurderet.</li> </ol>	CONCITO	<p>Energistyrelsen takker CONCITO for kommentarer.</p> <p>Energistyrelsen er uenig i, at det indenlandske gasforbrug er overvurderet i AF23. I AF23 finder gas i højere grad anvendelse til mellem- og højtemperaturprocesser i fremstillingssektoren, dvs. til processer, som umiddelbart er dyre og svære at elektrificere; herunder cementproduktion og andre mineralogiske processer. Samtidig med dette sker der en udfasning af gas anvendt til rumvarme.</p> <p>Fremskrivningen af gasforbrug i AF23 er forbundet med usikkerhed, som i særlig grad afhænger af rammevilkår som naturgaspriser, muligheden for afgiftsfritagelse, kvotepriser og energifgifter samt udviklingen i teknologiomkostninger. Desuden spiller efterspørgsel efter grøn gas fra udlandet en afgørende rolle.</p> <p>Energistyrelsen ser anvendelse af pyrolysegas i industrien som en spændende mulighed. For at dette kan indgå i AF23 kræves der dog en ret stor grad af sikkerhed for, at industrien rent faktisk vil benytte denne mulighed, ligesom omfanget af eventuel brug af pyrolysegas også vil skulle vurderes. Energistyrelsen vurderer på baggrund heraf, at der endnu ikke foreligger et tilstrækkelig pålideligt grundlag til at kunne indregne brug af pyrolysegas i industrien.</p> <p>I lighed med AF22 er det også i AF23 Energistyrelsens vurdering, at økonomien for elkedler i industrien ikke er konkurrencedygtig ift. alternativerne.</p>
------	---	---------	--

			I AF23 er der ikke indlagt højtemperaturlagre knyttet til opfyldelse af industriens behov for energi til mellem- og højtemperaturprocesser. Men såfremt CONCITO har kendskab til anvendelsen af sådanne teknologier i fremstillingsindustrien, indgår Energistyrelsen gerne i en dialog herom.
8.09	Evida bemærker, at der i baggrundsnotatet <i>Ledningsgas og gasstrømme</i> fremgår et følsomhedsforløb for produktion af VE-gas baseret på henvendelser indmeldt til Evida. Det skal understreges, at dette er alle former for henvendelser vedrørende tilslutning til gasnettet fra biogasanlæg. Dette kan f.eks. også inkludere områder, hvor flere aktører er interesserede i det samme biomassegrundlag.	Evida	Energistyrelsen takker for bemærkningen. Der er i følsomhedsberegningerne ikke medtaget alle henvendelser af den grund, som Evida nævner.

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

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistirelsens kommentar
9.01	<p><b>Brintmængder</b></p> <p>Brintbranchen glædes over, at AF23 som noget nyt beskriver den forventede brintproduktion fra elektrolyse, og at den er fordelt på indenlandsk forbrug, forbrug til udenrigstransport og eksport. Dette giver Energinet mulighed for at forholde sig til konkrete mængder brint, når de analyserer behovet for brintinfrastruktur, hvilket som bekendt er yderst aktuelt, samt optimering af elinfrastruktur.</p> <p>Desværre kan Brintbranchen ikke forholde sig til selve mængderne, da tallene bag figur 6 i baggrundsnotatet for PtX ikke er blevet offentliggjort. Vi er enige i antagelsen om en gennemsnitlig drift af PtX anlæggene på 5.000 fuldlasttimer, men der fremstår ikke detaljer om Energistirelsens antagelser om elvirkningsgrader, udover at det er baseret på Teknologikataloget, eller om den endelig</p>	Brintbranchen	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren. Det bemærkes, at de producerede brintmængder fra elektrolyseanlæg er et afledt resultat af den præsenterede elinputkapacitet, de præsenterede overordnede forventninger for drift i fuldlasttimer og de underlagte virkningsgrader fra Energistirelsens Teknologikatalog, som Brintbranchen også henviser til.</p> <p>Som udgangspunkt har Energistyrelsen i skønnet baseret valget af elektrolyseanlæg på alkalisk elektrolyse som den mest udbredte og modne elektrolyseteknologi, medmindre Energistyrelsen kender til konkrete informationer om andre valg bag de projekter, som indgår i fremskrivningen.</p>

	<p>brintproduktion. Det er beklageligt, givet at det netop er mængderne, der er afgørende for Energinets analyser omkring brintinfrastrukturdimensionering.</p> <p>Ud fra de tal i Dataarket om netto elforbrug fra elektrolyseanlæg (i GWh) og de elvirkningsgrader fra Teknologikataloget, kan Brintbranchen gætte sig frem til, at Energistyrelsen har baseret brintmængderne på en produktion som består 100% af PEM elektrolyseanlæg. Dette vurderer vi ikke at være realistisk, og resulterer i en forskel på 8,5 PJ i 2030 og 76,3 PJ i 2050, hvilket kan have en betydning, afhængig af hvilke analyser Energinet bruger disse forudsætninger til.</p> <p>Brintbranchen opfordrer derfor Energistyrelsen til at konkretisere en teknologisk fordeling på elektrolysekapacitet. Alternativt burde der stå eksplicit, at der kun bruges PEM elektrolyse i AF23, og at Energinet må justere på det, når det vurderes, at det kan have en betydning.</p>		<p>Energistyrelsen har taget højde for den teknologiske forbedring, som beskrives i Teknologikataloget.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at transparens øger forståelsen bag forudsætninger og kommer til at revurdere fremstillingen i kommende Analyseforudsætninger, hvor fokus på brint forsøges styrket endnu mere.</p>
9.02	<p><b>Rolle af PtX i realisering af VE potentialet, især havvind</b></p> <p>Vi hilser meget velkomment, at Energinet i PtX baggrundsnotatet ”anbefales at supplere den centrale fremskrivning med alternative følsomhedsanalyser, herunder betydningen af en alternativ udbygning af PtX for indpasningen af havvind i systemet.”</p> <p>PtX har jo en afgørende rolle i at realisere Danmarks VE potentialet, især fra havvind. Vi mener dette burde fremstå eksplicit ikke kun i PtX notatet, men også i sammenfatningsnotatet og i havvindsbaggrundsnotatet. Specifikt ville vi opfordre til at inkludere en forklaring på samspillet mellem havvind og overplantning på den ene side, og brintproduktion på den anden side. Altså ikke blot at overplantningskapaciteten forventes at blive brugt til PtX, men hvad muligheden for overplantning betyder for business casen af hele havvindsprojektet, og</p>	Brintbranchen	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren og er enig i, at der kan forventes en stigende indbyrdes afhængighed mellem havvind og elektrolyse mht. realiseringen af projekterne.</p> <p>Det bemærkes, at mængderne følger regeringens ambitioner</p>

	<p>risikoen for at et givent projekt ikke udføres, hvis den ikke kan overplante og afsætte noget af elproduktionen til brint.</p> <p>Dermed tydeliggøres, at de følsomhedsanalyser Energinet anbefales at udføre er handler om 2-vejs usikkerheder, dvs. betydning af VE for brint, men også betydning af brint for VE.</p>		
9.03	<p><b>Prisen på PtX produkter</b></p> <p>CONCITO opfordrer til, at Analyseforudsætninger til Energinet også inkluderer priser på centrale PtX produkter som brint, ammoniak og metanol. Priserne for PtX produkter er centrale i forhold til Energinets businesscases for fx brintinfrastruktur, Prisen på de fossile udgaver af disse brændsler/kemikalier kan udregnes på baggrund af kvoteprisen og de fossile brændselspriser samt et syntesetillæg. Hertil kan evt. lægges et estimeret grønt premium for at kvantificere værdien af PtX produkter. Dette premium er ganske højt i øjeblikket, men det er uvist, hvad dybden af dette marked er.</p>	CONCITO	Energistyrelsen takker for kommentaren og tager den i betragtning i det videre arbejde med Analyseforudsætningerne.
9.04	<p><b>DAC er nødvendigt for at nå 110 pct. mål</b></p> <p>I baggrundsnotatet om PtX og DAC står følgende:  ”Det lægges i AF23 til grund, at DAC ikke får en rolle ifm. regeringens målsætning om 110 pct. reduktion af CO<sub>2</sub>e-udledninger i 2050 ift. 1990 ... det antages, at reduktionerne vil skulle leveres på en samfundsøkonomisk billigere måde og gennem mindre usikre teknologier end DAC.”</p> <p>Der er mangler begrundelse for, hvordan disse negative emissioner skal leveres. Energistyrelsens egne analyser af scenarier for klimaneutralitet fra 2022 konkluderer at ”det kan blive vanskeligt helt at undgå brug af DAC i det klimaneutrale samfund”. Når behovet for yderligere negative udledninger øges med 8 mio. tons CO<sub>2</sub>, er det vanskeligt at se, hvilke andre kilder der kan opskaleres.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren.</p> <p>Energistyrelsen skønner, at elforbruget til DAC i AF23 alt andet lige vil skulle øges med ca. 150 pct. for at opnå yderligere reduktioner på 10 pct. svarende til ca. 8 mio. tons CO<sub>2</sub>, og som derfor vil overstige den mængde af DAC, som ligger i AF23, betydeligt.</p> <p>Potentialet for lagring af biogent kulstof (BECCS) vurderes opbrugt i EI-scenariet til baggrund for Klimaprogrammets scenarier 2022 og som er anvendt i Analyseforudsætningerne, derfor fravælges løsningen med et øget bidrag fra BECCS til opnåelse af den yderligere reduktion.</p>

	<p>Hvis det skulle være muligt at realisere billigere og mindre usikre tiltag end DAC, undrer det os, at analyseforudsætningerne antager, at DAC bidrager markant til opfyldelse af klimaneutralitet i 2045, men ikke til 110 pct. målet.</p> <p>CONCITO opfordrer til at 110 procentsmålet konkretiseres. Både i forhold til hvor og hvordan de negative udledninger skal leveres rent teknisk, samt hvordan de skal finansieres.</p>		<p>Blandt andre tiltag kan være en ændret arealanvendelse, pyrolyseteknologi eller tiltag rettet mod at reducere klimabelastende forbrug (fx ændring i kostvaner), der alle kan bidrage til 110 procentsmålet, men som ikke har en direkte indvirkning på el- og gassystemet, hvilket er fokusområdet for AF.</p>
9.05	<p><b>Antagelser om fuldlasttimer for PtX virker for høje</b></p> <p>Antagelsen om 5.000 fuldlasttimer for elektrolyseanlæg virker umiddelbart højt set i lyset af, at der i lang tid endnu 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<sub>2</sub>-kvotepriser.</p> <p>Hvis Power-to-X skal spille rollen som fleksibelt forbrug der balancerer stigende mængder fluktuerende sol- og vindkraft, skal elektrolyseanlæggene have væsentligt lavere kapacitetsfaktor end vindmøller og solceller. Antagelserne om driftstimer vil have væsentlig betydning for behovet for brintlagringskapacitet og benyttelsen af infrastruktur. Energistyrelsen skrev i sidste års høringsnotat, at de lavere forventninger ville tages med i betragtning i kommende analyser og fremskrivninger, men der er ikke sket nogen ændring til høringsversionen af AF23.</p>	CONCITO	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren og tager den med i de videre metodeovervejelser i kommende Analyseforudsætninger.</p> <p>Energistyrelsen konstaterer, at valget om fuldlasttimer er lavt sat sammenlignet med forventningen om driftsmønstre til flere konkrete projekter <i>på kort sigt</i>, men anerkender at fuldlasttimerne kan falde fremadrettet af flere hensyn, dog samtidigt i takt med, at der vil kunne fortrænges færre fossile brændsler til elproduktion i udlandet.</p> <p>En optimering af dimensioneringen mellem VE-produktionskapacitet og PtX-forbrugskapacitet kan være en projektspecifik faktor for at øge fuldlasttimer for PtX-anlægget uden at PtX-anlægget mister mulighed for at agere fleksibelt. Energistyrelsen er derfor uenig med CONCITO i, at elektrolyseanlæggene som udgangspunkt skal have væsentligt lavere kapacitetsfaktorer end vindmøller eller solceller, men er enig i, at valget om fuldlasttimer har en betydning for de afledte videre analyser på baggrund af AF.</p>
9.06	<p>Det forventes i analyseforudsætningerne, at 10 procent af elinputtet i PtX-anlæg på sigt udnyttes i fjernvarmen. Det virker som et lavt niveau, hvorfor der bør gøres en</p>	PlanEnergi	<p>Energistyrelsen noterer sig kommentaren. De 10 procent er som i tidligere fremskrivninger valgt ud fra en estimering, hvor ikke alle PtX-</p>

	indsats for at placere PtX-anlæggene, så overskudsvarmen i langt højere grad kan udnyttes i fjernvarmen.		anlæg vil eller kan afsætte overskudsvarme, og bemærker som i tidligere fremskrivninger, at 10 procent ikke er et øvre potentiale der gør sig gældende for et enkelt anlæg.
9.07	<b>Hydrogen</b> Indfrielsen af de opstillede ambitioner og mål afhænger af introduktion af den nødvendige rammeregulering og tiltag, herunder havvindudbud der muliggør værdistrømme fra PtX-produktion, eksportinfrastruktur for brint til Tyskland, implementering af VEIII-direktivet i dansk lovgivning, finansiel støtte mv.	Ørsted	Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra Ørsted.

### Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
10.01	<b>Elforbrug til CCS mangler</b> Anlæg der fanger CO <sub>2</sub> har et elforbrug til processen og evt. en mindre elproduktion, hvis der anvendes udtagsdamp fra anlæggene. CONCITO vurderer, at dette elforbrug / mindre elproduktion er i størrelsesordenen 0,5-1,0 TWh strøm pr. mio. tons CO <sub>2</sub> . CONCITO vil igen opfordre til, at dette elforbrug / tab af elproduktion opgøres og indgår i analyseforudsætningerne.	CONCITO	Energistyrelsen takker for bemærkningen. Reduceret elproduktion i forbindelse med fangst af CO <sub>2</sub> er inkluderet i AF. Opgørelsen af elforbruget til CCS er dog ikke opgjort separat. Energistyrelsen vil se på mulighederne for at opgøre denne i det fremtidige arbejde med AF.
10.02	Fremskrivningen af den termiske elproduktionskapacitet er i Analyseforudsætninger 2023 en reduktion i kapaciteten fra ca. 5,9 GW i 2023 til ca. 4,3 GW i 2030 og ca. 2,7 GW i 2040. Til sammenligning har Dansk Fjernvarme selv foretaget en tilsvarende fremskrivning, som viser en termisk elproduktionskapacitet i 2030 på ca. 3 GW og i 2040 på ca. 1,8 GW. Altså en differens på ca. 1.300 MW og ca. 885 MW i hhv. 2030 og 2040. Dansk Fjernvarme er bekymret for, hvorvidt Analyseforudsætninger 2023 undervurderer reduktionen i termisk elproduktionskapacitet og dermed konsekvenserne for	Dansk Fjernvarme	Energistyrelsen noterer sig bemærkningen fra Dansk Fjernvarme vedrørende udviklingen i den termiske elproduktionskapacitet. Energistyrelsen fortsætter gerne dialogen om emnet, som blev påbegyndt i forbindelse med AF22.  I baggrundsnotatet beskrives, at Energinet opfordres til at foretage følsomhedsanalyser omkring det centrale forløb for at afspejle usikkerheden forbundet med forudsætningerne.



	de konklusioner, der drages på baggrund af analyser (herunder Redegørelsen for Elforsyningssikkerhed), som anvender Analyseforudsætninger 2023.		
10.03	<p><b>Forudsætninger vedr. CO<sub>2</sub>-fangst</b></p> <p>Energistyrelsen antager, at CO<sub>2</sub>-fangst på kraftvarmeværker fører til et tab i elproduktion på ca. 30 pct., mens fjernvarmeproduktionen opretholdes. Dansk Fjernvarme mener, at det er et fornuftigt estimat for tab i elproduktion, men vurderer, at overskudsvarmen fra CO<sub>2</sub>-fangst i de fleste tilfælde må forventes at blive udnyttet i fjernvarmesystemet, hvorfor Energistyrelsen bør overveje at inkludere en stigning i varmeproduktionen fra de pågældende anlæg i analyseforudsætningerne.</p> <p>Energistyrelsen bruger EI-scenariet for Klimaprogram 2022 som udgangspunkt for, hvor meget CO<sub>2</sub> der fanges på lang sigt, dvs. 1,2 mio. ton biogen CO<sub>2</sub> på biomassefyrede kraftvarmeværker. Der er imidlertid indgået politiske aftaler og afsat statslige støttemidler til fangst af i alt 3,2 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030 (fossil og biogen CO<sub>2</sub>), som dog også kan fanges på anlæg i industrien eller på biogasopgraderingsanlæg. Den samlede fangstmængde i Energistirelsens analyseforudsætninger bør tage højde for de samlede politiske ambitioner for CO<sub>2</sub>-fangst.</p> <p>Energistyrelsen antager samtidig, at CO<sub>2</sub>-fangsten sker på centrale kraftvarmeværker, mens det specifikt er valgt ikke at implementere CO<sub>2</sub>-fangst på affaldsforbrændingsanlæg med begrundelsen, at ”disse i udgangspunktet kun bidrager marginalt til den danske elforsyning”. Selvom det er korrekt, så udgør affaldsforbrændingsanlæg nogle af de økonomisk mest rentable anlæg, når man ser på investeringer i CO<sub>2</sub>-fangst. Som udgangspunkt er affaldsforbrændingsanlæg dermed blandt de anlæg, der med størst sandsynlighed etablerer CO<sub>2</sub>-fangst – også selvom de kun bidrager marginalt til forsyningen</p>	Dansk Fjernvarme	<p>Energistyrelsen takker for bemærkningerne.</p> <p>Værker med CCS får øget varmekapacitet i AF. Formuleringen er rettet i baggrundsnotatet.</p> <p>CO<sub>2</sub>-fangsten på affaldsanlæg svarer til tilgangen i AF22, hvor der antages fangst på alle affaldsværker for at opnå klimaneutralitet, men fangsten modelleres ikke eksplicit grundet nuværende modeltekniske begrænsninger. Betydningen er marginal i forhold til Energinets brug af AF i form af, at der vil være marginalt mindre elproduktion fra værkerne og marginalt mere varmeproduktion.</p> <p>Behovet for ekstra elproduktion i forhold til effekttilstrækkelighed vil være gældende i få timer af året, og derfor kun have forholdsvis lille betydning for CO<sub>2</sub>-fangsten pga. værkernes evne til at slukke for fangstanlæggene.</p>

	<p>af el i Danmark. Dansk Fjernvarme opfordrer derfor til, at Energistyrelsen genovervejer sine antagelser på dette område.</p> <p>Energistyrelsen skriver til sidst i afsnittet om CO<sub>2</sub>-fangst i baggrundsnotatet, at "Energinet [opfordres] til at se bort fra CO<sub>2</sub>-fangsts indvirkning på værkernes tekniske parametre og kapaciteter og at regne med værkernes fulde eleffekt, idet det forudsættes, at fangstanlæggene kan omgås ved effektmangel." Dette er teknisk set korrekt og med stærke nok prissignaler vil det muligvis også realiseres. Energistyrelsen bør dog tage med i sine betragtninger, at anlæg, der etablerer CO<sub>2</sub>-fangst, også vil have økonomiske forpligtelser overfor eksempelvis transportoperatører, lageroperatører, aftagere af CO<sub>2</sub> og eventuelt Energistyrelsen, hvor der kan være risiko for store bøder, hvis CO<sub>2</sub>-reduktionerne gennem CCS ikke leveres. Derfor vurderer Dansk Fjernvarme ikke, at Energistyrelsen uden videre kan antage, at eleffekten vil være til rådighed ved effektmangel, når disse elementer tages i betragtning.</p>		
10.04	<p>Vi noterer os let justerede forventninger til udviklingen i varmepumper og elkedler i fjernvarmen, særligt et fald i varmepumper i decentrale værker. En fortsættelse af denne udviklingskurve vil efter vores opfattelse betyde, at det effektive el-varme-samspil mellem fjernvarme og elmarked ikke realiseres hurtigt nok. Sammenholdt med faldet i udbredelsen af individuelle varmepumper fra AF22 til AF23, hvilket vi også oplever er den aktuelle trend i branchen, er vi bekymret for om man i tilstrækkeligt omfang opnår de forudsatte CO<sub>2</sub> reduktions i varmesektoren.</p>	Green Power Denmark	<p>Et vigtigt fokus for Energistyrelsen i det videre arbejde med AF er at kunne afspejle aktuelle trends. Energistyrelsen takker derfor for Green Power Denmarks kommentarer og input og ser frem til en videre dialog om trends og udviklingskurver frem mod næste AF.</p>
10.05	<p>I bilaget om termisk kapacitet, store varmepumper m.m. bemærkes det på side 2 og senere på side 17, at estimerer vedr. termisk kapacitet, fjernvarmeproduktionskapacitet, rentabilitet af kraftvarmeverkerne osv. er behæftet med stor</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen takker for Green Power Denmarks kommentar.</p>

	<p>usikkerhed grundet udviklingen på energimarkederne. Green Power Denmark anerkender det faktum og er enig i, at estimerne ville være behæftet med væsentlig usikkerhed. Green Power Denmark har ikke information, der kan give anledning til mere præcise estimer, men det er positivt, at Energistyrelsen opfordrer Energinet til at udføre følsomhedsanalyser pba. de førnævnte usikkerheder, som kan have meget store konsekvenser for bl.a. effektbalancen i Danmark.</p>		
--	---	--	--

## Transport

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
11.01	<p>Det er i dette baggrundsnotat beskrevet at Energistyrelsen har været i dialog med forskellige markedsaktører. Biogas Danmark skal henstille til, at Energistyrelsen oplyser, hvilken markedsaktører de har været i kontakt med.</p>	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsen er ikke klar over hvilken beskrivelse i baggrundsnotatet Biogas Danmark præcist henviser til. I forbindelse med anvendelse af strøm til søfart er det nævnt, at Energistyrelsen har været i dialog med branchen. I det tilfælde har Energistyrelsen blandt andet været i kontakt med rederiet Colorline og Hirtshals havn.</p> <p>Energistyrelsen er i sit generelle arbejde med en lang række produkter og opgaver herunder teknologikataloger, Analyseforudsætninger til Energinet og Global Afrapportering løbende i kontakt med markedsaktører, brancheforeninger, uddannelsesinstitutioner, europæiske og internationale organisationer, konsulenthuse m.v. Energistyrelsens vurderinger ift. teknologisk udvikling er derfor baseret på den viden, der løbende opbygges.</p>
11.02	<p>I AF23 er der for andet år i streg et stort fald i gasforbruget til den tunge transport i forhold til AF22 og AF21. Faldet skyldes en kombination af geopolitiske konflikter og hvordan lastbilproducenternes interesse bevæger sig væk fra gaslastbiler til el-lastbiler. Biogas Danmark mener</p>	Biogas Danmark	<p>Energistyrelsens vurdering af teknologifordelingen i salget af lastbiler bygger både på udviklingen i historiske salgstal, muligheder for støtteordninger og internationale vurderinger af teknologiudviklinger, samt udviklingen i både EU's og danske politiske</p>

<p>ikke, at dette 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.</p> <p>Ellastbiler står over for nogle tekniske udfordringer, som allerede effektivt kan løses af gaslastbiler. Der er også en vis usikkerhed om, hvor udbredte el-lastbiler til tungtransport vil blive. Transportsektoren står over for en ret kompleks situation, hvor sektoren skal gøres mere bæredygtig og på nuværende tidspunkt ser det ud til, at biogas er den mest oplagte løsning, mens el-lastbiler først bliver udbredt på længere sigt.</p> <p>Det betyder dog ikke, at det skal være enten el-lastbiler eller gaslastbiler. Det bør være en kombination af begge teknologier. Problemet ligger i, at AF23 lægger meget fokus på en teknologi, som i øjeblikket er betydeligt dyrere for vognmændene og ikke er et attraktivt alternativ for diesellastbilen.</p> <p>Det er værd at bemærke, at lastbiler typisk har en levetid på cirka 5 år. Dette betyder, at gaslastbiler kan anvendes nu, mens el-lastbiler kan begynde at overtage markedet når teknologien er mere moden. Biogas Danmark er af den opfattelse, at el-lastbiler sandsynligvis vil blive introduceret i transportsektoren senere end AF23 antyder, da el-lastbiler endnu ikke kan konkurrere prismæssigt med gaslastbiler. Derfor vil transportvirksomheder sandsynligvis foretrække gaslastbiler på grund af deres lavere samlede omkostninger (TCO), hvis der skal vælges et grønt alternativ. I de senere år har der i Danmark været en gradvist stigende interesse for omstilling af lastbiler til biogas. En analyse af transportområdet fra Green</p>		<p>tiltag på området. Den kraftige indfasning af ellastbiler i AF23 er blandt andet baseret på et afsæt i Transportministeriets Lastbilvalgsmodel, der var anvendt i forbindelse med KF23, og en inddragelse af de EU politiske tiltag og for tunge køretøjer samt politiske mål, der er i spil.</p> <p>Som Biogas Danmark påpeger, er der usikkerhed om timingen af ellastbilernes udvikling i forhold til både teknisk formåen og pris.</p> <p>Energistyrelsen har dog ikke fundet særlige argumenter for, at AF23 bør indeholde indfasning af en stor mængde gaslastbiler, men understreger samtidig, at det er meget usikkert, hvordan de faktiske fordelinger på teknologi vil udspille sig. Det er dermed også en mulighed, at fx gaslastbiler bliver mere udbredt end antaget i AF23.</p> <p>Det kan bemærkes, at selv hvis gaslastbiler viser sig mere attraktive end antaget, vil det formentligt have relativt lille indflydelse på Energinets planlægning af nettene.</p> <p>Energistyrelsen vil holde særlig opmærksomhed rettet mod udviklingen i gaslastbiler i kommende AF arbejde, og ændre tilgangen skulle det vise sig, at deres potentiale vurderes større.</p>
---	--	---

	<p>Power Denmark fra foråret 2022 viser, at indfasningen af el- og brintlastbiler sker langsomt og først dækker halvdelen af den tunge transport efter 2035. Biogas Danmark mener, at der er et potentiale for danske biogasproducenter på ca. 15 PJ ustøttet biogas til transportsektoren fra 2030 og 30 PJ i 2035. Biogas Danmark er derfor ikke enige i, at gasforbruget til den tunge transport vil falde i forhold til AF23, 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>		
11.03	<p>Vi bemærker, at den igangværende elektrificering af vejtransporten forventes at accelerere yderligere understøttet dels af den forventede pris- og teknologiudvikling og dels af de politiske mål og udmeldinger på området – både i Danmark og i EU.</p> <p>Vi er enige i, at udviklingen overordnet kan forventes at accelerere yderligere understøttet af de nævnte forhold. Vi finder dog anledning til at gøre opmærksom på, at særligt den afgiftsmæssige indfasning af afgifter på elbiler, der er forudsat i registreringsafgiftsloven fra og med 2026 risikerer at lægge en dæmper på forventede udvikling – i hvert fald på kort eller mellemlang sigt.</p> <p>Det skyldes, at den teknologidrevne del af prisudviklingen ikke umiddelbart kan forventes at føre til, at produktionsomkostningerne og dermed bilpriserne før afgifter vil falde i den takt, som det var forudsat, da den nuværende indfasning af afgifter blev fremsat i december 2020. Her er det især prisudviklingen for kritiske råmaterialer, der indgår i produktionen af de mest anvendte typer af</p>	De Danske Bilimportører	<p>Energistyrelsen takker for De Danske Bilimportørers gode betragtninger og ræsonnementer. Energistyrelsen er også bekendt med de kommende afgiftsændringer, men tillægger samtidig EU reglerne stor vægt i forhold til den langsigtede udvikling i salget. Der er en lang række parametre, der influerer på prisudviklingen af fabrik for elbiler, både ressource- og energisystemmæssige prisudviklinger samt politiske tiltag og geopolitiske forhold. Derfor er der, som De Danske Bilimportører påpeger, stor usikkerhed om den endelige indfasning frem mod 2035.</p>

	<p>fremdriftsbatterier til elbiler, der risikerer at presse produktionspriserne op eller i hvert fald udskyde de forventede prisfald på ubestemt tid.</p> <p>Det forventede elforbrug bygger på en forudsætning om hurtig indfasning af elbiler frem mod 2030 og videre mod 2035, hvor EU-reguleringen vedrørende CO2-udledningen fra lette køretøjer og især et stop for nye fossile køretøjer får virkning. Vi er enige i, at stoppet for nye fossile køretøjer vil betyde, at langt de fleste nye biler, der registres i Danmark fra 2035, dermed vil være elbiler uafhængigt af afgifterne.</p> <p>Den ovennævnte prisudvikling for produktionspriserne kan imidlertid bremse udviklingen fra især 2026 og indtil 2035, hvilket øger den i forvejen betydelige usikkerhed, der er et grundvilkår for fremskrivningerne af elforbruget i AF23.</p>		
11.04	<p>For så vidt angår den forventede lille andel af varebiler med brændselsceller (FCV), bør det tages i betragtning, at den nuværende infrastruktur til tankning af brint står til helt at lukke. Det må formodes at påvirke registreringen af alle brintdrevne køretøjer i nedadgående retning. Antallet af disse køretøjer var dog forventeligt meget begrænset i forvejen, og selvom alternativet vil være elbiler, vil lukningen af brintinfrastruktur næppe øge efterspørgslen efter elbiler.</p> <p>En evt. kommende revision af de registreringsafgiften og den allerede forudsatte indfasning af afgifter på elbiler fra 2026 kan få afgørende betydning for, hvor hurtigt den fossile del af bilparken vil kunne udskiftes med eldrevne biler. Vi har anbefalet, at indfasningen af afgifter holdes i ro set i lyset af udviklingen i produktionspriserne.</p>	De Danske Bilimportører	Energistyrelsen er enig i denne betragtning, selv om AFIR reguleringen også vil have indflydelse på brinttankningsmuligheder, men Energistyrelsen var ikke bekendt med lukningen af de nuværende stationer, da AF23 blev fastlagt. Der er som De Danske Bilimportører selv nævner kun indlagt en meget lille andel varebiler med FCV teknologi, og Energistyrelsen vil tage højde for det i AF24

	<p>Vi bifalder derfor, at baggrundsnotatet for transport anerkender, at særligt den stigende efterspørgsel efter kritiske råstoffer til produktion af batterier kan modvirke de forventede prisfald (baggrundsnotatet side 9) uagtet, at de faktorer, der påvirker priserne, samlet set vurderes at påvirke priserne i nedadgående retning.</p> <p>Vores pointe er imidlertid at indfasningen af afgifter vil forstærke de teknologidrevne prisstigninger, hvorfor indfasningen bør holdes i ro.</p>		
11.05	<p>For så vidt angår de tunge køretøjer, er vi enige i vurderingen, at forventningerne til elektrificeringen af de tunge køretøjer er steget i løbet af de seneste år, og at ellastbiler kan forventes at udgøre størstedelen af omstillingen væk fra fossile brændstoffer. Udbredelsen af ellastbiler mv. i Danmark vil dog (bortset fra afgifterne) være påvirket af den samme udvikling i produktionspriserne som for lette køretøjer.</p> <p>For at fastholde et momentum for de tunge køretøjer vil udmøntningen af puljemidler til fremme af tunge nulemissionskøretøjer derfor få en vigtig rolle for at modvirke, at stigninger i produktionsomkostningerne slår fuldt igennem og bremser elektrificeringen af den tunge transport.</p>	De Danske Bilimportører	<p>Energistyrelsen er enig i at mange af de samme forhold, som gælder prisudvikling på fx råstoffer til batterier mv. til elbiler, gør sig gældende for de tunge køretøjer. Energistyrelsen vurderer dog, at efterhånden som de tilbageværende tekniske udfordringer overkommes, vil de tunge køretøjer potentielt i en situation, hvor bl.a. EU-mål skal opfyldes kunne indføres hurtigere, end hvad der er set for personbiler. Energistyrelsen har ikke i AF23 antaget nogen former for specifikke støttetiltag ifm. udrulning af ellastbiler, men har vurderet den kommende indfasning med afsæt i blandt andet EU's politiske indsats i forhold til CO<sub>2</sub>-krav for tunge køretøjer.</p>
11.06	<p>For så vidt angår brændselscelledrevne lastbiler, er vi enige i, at disse kan have særlige fordele i visse dele af den tunge transport. Overordnet set vil lukningen af infrastruktur til tankning af brint i Danmark dog næppe i sig selv bidrage til at accelerere udbredelsen af batteridrevne lastbiler. Krav til udrulning af brintinfrastruktur langs TEN-T vejnettet vil formentlig også understøtte tunge brintkøretøjer i højere grad end lette.</p>	De Danske Bilimportører	<p>Energistyrelsen er enig i at indfasning af brændselscelledrevne lastbiler vil være afhængig af, hvordan infrastrukturen til tankning udvikles. Hvilken rolle brændselscelleteknologien vil komme til at spille i fremtiden er i alle tilfælde meget usikker.</p> <p>Det samme gælder gaslastbiler, der kan vise sig at være mere attraktive end antaget i AF23.</p>

	<p>Dette gælder også anvendelsen af gas (CNG/LNG) i lastbiler, der ligeledes kan have betydelige fordele i den tunge transport. Et fælles europæisk fokus på at nedbringe forbruget af gas generelt (dog primært til opvarmning) vil heller ikke i sig selv øge udbredelsen af batteridrevne lastbiler på bekostning af gasdrevne. Gasdrevne lastbiler er til gengæld ikke påvirket af den samme udvikling i produktionsomkostninger til batterier som batteridrevne lastbiler, hvilket kan bidrage til en større udbredelse end ellers.</p> <p>Vi er enige i, at udviklingen i gasforbruget i transport er forbundet med stor usikkerhed både på den korte og den lange bane.</p>		<p>Energistyrelsen har ikke i forbindelse med AF23 kunne finde tungtvejende argumenter for, at gasbilerne får stor udbredelse, men vil være meget opmærksomme på udviklingen i forbindelse med kommende AF-arbejde.</p> <p>Se svar 11.02 til Biogas Danmark.</p>
11.07	<p><b>Bemærkninger til metode og antagelser i øvrigt</b> Vi er enige i, at EU-reguleringen vedrørende CO<sub>2</sub>-emissioner for lette køretøjer sætter de overordnede rammer for udbredelsen sammen med stoppet for nye fossile køretøjer fra 2035. Vi er også enige i, at den særlige undtagelse for biler med forbrændingsmotor, der udelukkende anvender klimaneutrale brændstoffer ikke vil få nævneværdig indflydelse på den samlede udvikling.</p> <p>EU-reduktionskravene for 2030 og 2035 kan derfor anvendes som pejlemærker både for EU som helhed og for Danmark, men for Danmark vil indfasningen af afgifter som nævnt spille en væsentlig (yderligere) rolle.</p> <p>AF23 fastholder den overordnede fordeling af salget af nye biler for de forskellige segmenter (mikrobiler, små biler, mellem osv.) som i KF23 (Klimastatus og fremskrivning 2023). Da flere bilfabrikanter er på vej med udviklingen af nye elbiler i de mindste segmenter, må det forventes, at små elbiler vil øge deres andel af</p>	De Danske Bilimportører	<p>Energistyrelsen finder De Danske Bilimportørers vurderinger ift. at anvende EU's reduktionskrav som pejlemærke for udviklingen, samt ift. undtagelsen for forbrændingsmotorer, der drives af klimaneutrale brændstoffer, betryggende.</p> <p>Ift. segmentforskydninger med flere små elbiler, vil Energistyrelsen være opmærksom på dette i vores videre arbejde med modellering.</p>



	<p>salget af nye elbiler, ligesom de kan være med til understøtte det samlede salg.</p> <p>Vi er overordnet enige i, at omstillingen af lastbilerne er mere usikker end for den lette transport, og at flere teknologier kan (og bør) komme i spil. Dette gælder også selvom den teknologiske udvikling og udrulningen af ladeinfrastruktur vil bidrage positivt. Om og hvornår udfordringerne kan siges at være løst, er dog fortsat usikkert og for især ladeinfrastruktur til lastbiler mangler vi stadig at se tegn på en udvikling, der ligner den for lette køretøjer.</p> <p>Vi er dog enige i, at omstillingen af rutebusser til eldrift tegner mere sikkert end for den øvrige tunge transport. Omstillingen af den tunge bestand af køretøjer i Danmark vil imidlertid samlet set få behov for direkte støtte i form af tilskud mv. i lang tid fremover.</p> <p>For både lette og tunge køretøjer gælder det, at prisudviklingen (med eller uden afgifter) vil være afgørende for udbredelsen af elbiler.</p>		
11.08	<p><b>Tung vejtransport</b></p> <p>DTL er enig i, at det knytter sig stor usikkerhed til forudsigelserne af omstillingen af den tunge lastbiltransport. Elektrificeringen af lastbilerne er udfordret af flere faktorer herunder især de høje priser på elkøretøjer, tidsforbrug til ladning samt betydelige praktiske udfordringer vedrørende rækkevidde og manglende adgang til ladeinfrastruktur. Det er således forståeligt og nødvendigt, at der i Analyseforudsætningerne opereres med brede udfaldsrum vedrørende forudsigelserne af det fremtidige forbrug af el til tung vejtransport. I Analyseforudsætningerne bemærkes, at el-lastbiler har en betydelig merpris, men at denne i mange</p>	DTL-Danske Vognmænd	<p>Energistyrelsen takker for DTL's betragtninger, og er meget enig i, at der er udfordringer mht. pris og rækkevidde mv., og at der derfor er stor usikkerheder ift. indfasningsprofilen for ellastbiler.</p> <p>Energistyrelsen er også enige i, at gaslastbiler kan have fordele, der kan drive en mere betydende udvikling end antaget i AF23. Energistyrelsen vil derfor følge gaslastbilerne opmærksomt frem mod AF24.</p> <p>For yderligere uddybning se svar til 11.02 og 11.06.</p>

	<p>tilfælde forventes opvejet af lavere driftsomkostninger. Det kan meget vel være tilfældet i nogle situationer, men det afhænger af flere faktorer bl.a. af om lastbilen hovedsagelig lades på eget ladeanlæg under ophold i depot eller om ladning må foretages ude. Prisforskellen ved de to opladningsmuligheder er stor og helt afgørende for driftsøkonomien. I dag er mange lastbiler "ude" hele ugen og vil derfor skulle lades ude eller deres kørselsmønster skal omlægges.</p> <p>DTL Danske Vognmænd er enige i, at omstillingen af den tunge vejtransport stadig er i en fase, hvor der ikke udelukkende er ét svar på, hvilke teknologier, der med fordel vil blive anvendt.</p> <p>Der er meget fokus på el-lastbiler, og DTL Danske Vognmænd bemærker, at det i analyseforudsætningerne vurderes, at gasforbruget til vejtransport vil blive stærkt faldende. DTL – Danske Vognmænd er imidlertid ikke enig i det entydige billede på gasområdet, som Analyseforudsætningerne tegner.</p> <p>Gaslastbiler har en række positive egenskaber i forhold til el-lastbiler, og med Energistyrelsen forudsigelse af, at Danmarks gasforsyning i 2030 kan dækkes med indenlandsk produceret biogas, mener DTL Danske Vognmænd, at biogas kan have et potentiale inden for den tunge og navnlig den tungeste del af vejtransporten, som det er vanskeligere at elektrificere.</p>		
11.09	<p><i>Side 9, Metode og antagelser for person- og varebiler</i></p> <p>AF23 anvender EU-reduktionskravene for 2030 og 2035 som pejlemærker for fremskrivningen og det antages, at salget af nye elbiler i Danmark følger kravene på EU-niveau.</p> <p>Hertil bemærkes, at elbiler i dag udgør 20 procent af bilsalget i EU (ACEA.be), mens elbiler i Danmark udgør 35-45 procent af nye biler afhængigt af om man</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen takker for Green Power Danmarks betragtninger. De faktiske salgstal har rigtigt nok vist, at elbiler allerede udgør betydelige salgsandele i Danmark.</p> <p>Energistyrelsen skønner dog, at AF23's indfasningsprofil frem mod 2035 stadig er relativt ambitiøs i forhold til det teknisk mulige.</p>

<p>medregner den betydelige import af nyere elbiler. Derfor må bestanden af elbiler forventes at vokse hurtigere i Danmark end det gennemsnitlige niveau i EU. Det betyder også, at vi forventer at elforbruget vil ligge i toppen af udfaldsrummet i Figur 7 på side 17, dvs. lidt under 4.000 GWh i 2030.</p> <p><i>Side 10, Metode og antagelser for lastbiler</i> Vi er generelt enige i antagelserne, men gør opmærksom på, at EU-kravene allerede træder i kraft i 2025 med et CO2-reduktionskrav på 15 procent. EU-reduktionskravet for lastbilproducenter i 2025, indførelsen af vejafgifter i 2025 og puljer til ellastbiler i årene 2024-2026 på FFL24 kan betyde, at indfasningen af ellastbiler accelererer tidligere end 2028, jf. figur 8 på side 17.</p>		<p>Det samme gælder indfasningen for ellastbiler, hvortil der er knyttet stor usikkerhed.</p>
---	--	---

## VE på land

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
12.01	<p><b>Produktionsantagelser for sol og vind</b> Green Power Denmark vil gerne gøre opmærksom på en metodisk forskel i fastlæggelsen af produktionsantagelser for vind og sol. Fuldlasttimeantagelser fastlægges for eksisterende vind- og solkapacitet på baggrund af observerede årlige fuldlasttimer de seneste 5 år. Det betyder at omfanget af modhandel og curtailment pga. negative elpriser afspejles i tallene, og den fremtidige produktion på disse anlæg antages at være som den fortidige. Det er muligvis det som er på spil i tabel 8 om landbaseret VE, som viser at eksisterende vindmøller i DK2 har flere fuldlasttimer end vindmøller i DK1 til trods for at vindforholdene generelt er bedre i Vestdanmark.</p> <p>For nye anlæg anvendes der mere vindressourcebaseret metode frem for</p>	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker for inputtet og anerkender problemstillingen. Energistyrelsen mener dog, at det mest korrekte er at opgøre på baggrund af historiske data, da dette er lig det faktiske output fra hhv. vindmøllerne og solcellerne.

	"markeds-mæssige/realiserede" fuldlasttimeantagelser. Meget taler for at benytte samme metode på tværs af nye og gamle anlæg, som tager udgangspunkt i den teknisk mulige produktion (kapacitet ganget fuldlasttimer). Det er dog med den udfordring, at man med afsæt i den teknisk mulige produktion vil overestimere den realiserede produktionen. Omvendt vil man risikere at undervurdere produktionen fra eksisterende vindmøller ved at benytte realiseret produktion.		
12.02	<b>Tagplacerede solcelleanlæg</b> Af udkast til AF23 fremgår følgende: "På baggrund af udbygningen de seneste fem år er der lavet en ekstrapolation af den gennemsnitlige udbygningstrend i disse år. Det betyder, at kapaciteten øges fra ca. 750 MW i dag til ca. 2 GW i 2030, og 11 GW i 2050." Til fremtidige vurderinger kan en potentialevurdering af egnede tagarealer såvel som en mulig effekt af, at de mest velegnede tage på et tidspunkt vil være udnyttede benyttes.	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker for kommentaren. Der arbejdes løbende på at forbedre metoden for fremskrivning af tagbaserede PV anlæg. Dog indebærer fremskrivningen af tagbaserede anlæg en stor usikkerhed på grund af anlæggenes korte udbygningstid.

### Vindmøller på havet

Afsnit	Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
13.01	<b>Omfang af overplanting i statslige havvindudbud</b> Green Power Denmark forstår usikkerheden forbundet med antagelse om udnyttelse af overplantingmuligheden. Green Power Denmark mener dog, at der på to punkter er brug for justeringer i AF23. Vi forstår at der i mangel på konkrete projekter er fastsat en udnyttelse af overplanting muligheden på 50%. For Hesselø og Energiø Bornholm er der politisk fastsatte lofter for overplanting på hhv 200 og 800MW hvorfor 50% giver god mening. For Nordsøen er der efter vores vurdering en afvigelse i metoden. Ift. udkast til udbudsmateriale i markedsdialogen, hvor der i "Annex A Project description DRAFT" står om	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker for kommentaren. Udgangspunktet for beregningen er de 5 MW/km <sup>2</sup> , som vil svare til 0,2 km <sup>2</sup> /MW og ikke til det nævnte tal i "Annex Project Description DRAFT" fra markedsdialogen. Det bemærkes, at teksten er et udkast, som Green Power Denmark også skriver.  AF's beregning om parkstørrelserne svarer til de i <i>Tillægsaftalen om udbudsrammer for 6 GW havvind og ENergiø Bornholm</i> nævnte 14 GW, som er det potentiale der bliver opnået ved en 100% udnyttelse af overplanting og med den

	<p>Nordsøen "For each MW installed capacity an area of 0.16 sq km are granted, resulting in 5 MW/sq. km up to a total of 400 sq. km or of the total gross area after any adjustment. This will be the final project area that the Concessionaire is granted.". Hvis man benytter 0,16 km<sup>2</sup>/MW op til et max på 400km<sup>2</sup> giver det 2500MW og 50% overplanting vil være 750MW og ikke 500MW for Nordsøplaceringerne. For Kattegat II og Kriegers Flak 2 betyder arealstørrelserne på hhv. 122 og 173 km<sup>2</sup> ligeledes at ved anvendelse af 5MW/km<sup>2</sup> vil arealerne kunne rumme 610 og 865MW, og ikke 100 og 400MW AF23 indeholder.</p> <p>Til fremtidig AF mener Green Power Denmark at der bør anvendes forskellige antagelser om overplanting på tværs af placeringer, med henvisning til dels arealernes rummelighed og dels forventet etablering af en jysk brintinfrastruktur som Nordsøplaceringerne har let adgang til.</p>		<p>forventede øgede mølletæthed og afledt skyggetab, som kan forventes af opstillerne som acceptabelt.</p>
13.02	<p><b>Wake effekt</b>  Det er Green Power Denmarks forståelse at Wake effekten(skyggeeffekter) er af stigende betydning for havvind. Derfor er det vigtigt denne effekt indregnes, da det må antages at øget mølletæthed trækker ned i antal fuldlasttimer. Hvis Kriegers Flak 2 har 1400MW giver det en mølletæthed på 8,1 MW/km<sup>2</sup>, mens Hesselø med 1100MW vil have 6,6 MW/km<sup>2</sup>. Hvordan er dette afspejlet i antagelserne om hhv. 4450 og 4750 FLT for Hesselø og Kriegers flak 2? I forlængelse heraf er det uklart om fuldlasttimeantagelserne for Kriegers Flak 2 tager højde for wake effekten fra Kriegers Flak 1.</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen takker for kommentaren og noterer sig betragtningen. Jf. kommentar 13.01 er udgangspunktet for beregningen en arealanvendelse på 5 MW/km<sup>2</sup>. For nye møller, der endnu ikke er opstillet, anvendes så vidt muligt de antagelser om årlige fuldlasttimer, der er angivet fra opstiller, konsulentrapporter udarbejdet for Energistyrelsen eller Energistyrelsens Teknologikatalog. Fsva. brug af Teknologikatalogets tal bemærkes det, at Teknologikataloget ikke er geografisk differentieret ift. de i AF23 forudsatte sites. Der kan derfor være projektspecifikke afvigelser mellem disse sites og de overordnet repræsentative tal fra Teknologikataloget. Ud over tab fra skyggeeffekter grundet en anderledes mølletæthed er der andre faktorer såsom f. eks. valg af møllehøjde eller</p>

			<p>vindforhold ved sitesene, som kan påvirke fuldlasttimerne.</p> <p>Som skrevet i kommentar jf. 13.01 er antagelser om skyggetabet baseret på en forventning om, hvad en udvikler synes er acceptabelt i opsætningen af møllerne. Der kan være flere projektspecifikke hensyn, som kan føre til en afvigelse af fuldlasttimerne på sitet sammenlignet med Teknologikatalogets tal.</p> <p>Energistyrelsen har fokus på skyggeeffekter ved en storskala udbygning af havvind i Nordsøen og arbejder løbende videre på en bedre differentiering af forudsætningerne.</p>
13.03	<p><b>Realiseringssikkerhed for havvindmølleprojekter i pipeline</b></p> <p>I udkast til AF23 anføres følgende om ÅD-projekter: ”de projekter, hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse, er der udarbejdet et overordnet estimat for udbygning i hhv. Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Der anvendes en vægtning på 50% af den gennemsnitlige kapacitet pr. projekt, for at illustrere usikkerheden om, hvorvidt alle projekterne vil blive realiseret, dog uden at tage stilling til sandsynligheden for det enkelte projekt. Kapaciteten antages idriftsat primo 2028. Tre åben dør-ansøgninger kandiderer til en evt. justeret åben dør-ordning, da arealet allerede er udlagt til VE, jf. Aftale om Danmarks Havplan 7. juni 2023. Disse tre projekter indgår ikke i fremskrivningen, da de endnu ikke har fået tilladelse til forundersøgelse.”</p> <p>Green Power Denmark mener at der er brug for at Energistyrelsen udfolder en samlet argumentation for antagelser om projektrealisering for kendte</p>	Green Power Denmark	<p>Energistyrelsen noterer sig bemærkningen og arbejder løbende videre på metodeudvikling af den overordnede sandsynlighed for realisering af havvindprojekter.</p>

	<p>havvindmølleprojekter i pipeline på tværs af statsudbud og ÅD. Green Power Denmark finder at der med afsæt i en række forskellige "læsninger", er behov for at forny tilgangen til fastlæggelse af udbygningsantagelser for kendte havvindprojekter, så metoden kan blive mere transparent, konsistent og ensartet.</p>		
13.04	<p><b>Uklart hvad der styrer de fremtidige udbygningsmængder</b>  Udbygning mod ca. 30 GW i 2040 og ca. 45GW i 2050 lader til at være styret af "politiske mål" fra regeringsudspil, aftaler og erklæringer. I AF23 fremstilles 35 GW i nordsøen og 6,3 GW i østersøen som politisk opsatte måltal. I AF23 begrundes udbygningstallene frem mod 2050 ved at pege på de politiske aftaler. Derimod peger politikerne tilbage på ENS, der har foretaget vurderingen. Men den politiske vilje i erklæringerne er ambitionen om at udnytte det fulde potentiale, herunder mere end 35GW i Nordsøen hvis efterspørgslen kan drive det. Det er efter vores overbevisning ikke retvisende at bruge disse GW-tal som måltal, da de jo kommer af denne gensidige cirkelslutning, som ret beset viser tilbage til en vurdering, som vi ikke har kendskab til og udgør en 'black boks' for branchen. Klimaaftalen 2022 siger "Det vurderes foreløbigt, at der alene i den danske del af Nordsøen kan være potentiale for at udnytte mindst 35 GW havvind frem mod 2050 jf. Danmark kan mere II" I DK kan mere II fra april 2022 står der "Potentialet for at udnytte havvind i DK afhænger af en lang række forhold, herunder den teknologiske udvikling og udbygningen i andre lande. Hvis forholdene og efterspørgslen i Europa tilsiger, at det er klogt at udnytte mere end 35 GW, skal vi gøre det". Det er derfor uheldigt og upræcist at de 35GW omtales som Nordsøens potentiale (som det både gøres i aftaleteksten og i AF23 nederst side 8 i havvindnotat),</p>	Green Power Denmark	Energistyrelsen takker for kommentaren og noterer sig betragtningen. I notatet nævnes det, at de 35 GW er en foreløbig vurdering af potentialet baseret på Esbjerg-erklæringen. Den foreløbige vurdering anvendes deraf, som det forventede potentiale i AF23. Der arbejdes videre på at kortlægge potentialet af havvindudbygningen i Nordsøen. Hvis potentialet revurderes og resulterer i nye politiske mål, kan dette have en effekt i fremtidige Analyseforudsætninger.

	da potentialet jo er langt større og det der henvises til reelt er en efterspørgselsvurdering fra ENS.		
--	--	--	--